

**FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO**



# **Estudo de Viabilidade de Sistema de Autoconsumo com Autoprodução Renovável Eólica**

**João Filipe Moreira Fernandes**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

28 de Junho de 2015

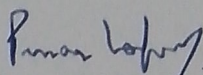


A Dissertação intitulada

**“Estudo de Viabilidade de Sistema de Autoconsumo com Autoprodução  
Renovável Eólica”**

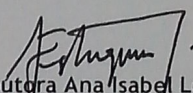
foi aprovada em provas realizadas em 20-07-2015

o júri



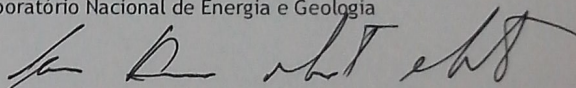
Presidente **Professor Doutor João Abel Peças Lopes**

Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro**

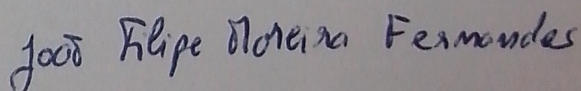
Investigador Auxiliar da Unidade de Energia Solar, Eólica e dos Oceanos do Laboratório Nacional de Energia e Geologia



**Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro**

Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



**Autor - João Filipe Moreira Fernandes**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto





# Resumo

O autoconsumo encontra-se regulado em Portugal desde Janeiro de 2015 e é cada vez mais uma opção a ser considerada para os consumidores de energia que pretendem ser menos dependentes da rede elétrica de serviço público e dos constantes aumentos de preço da energia elétrica. É preciso determinar, em primeiro lugar, se é economicamente viável a instalação de um sistema de autoconsumo para determinado consumidor de energia. O objetivo deste estudo está na determinação de viabilidade económica da instalação de um sistema de autoconsumo com autoprodução renovável eólica para dois perfis de consumo reais, para todas as capitais de distrito Portuguesas. Se bem sucedido poderá indicar se existe vantagem ou desvantagem na aquisição de um sistema deste tipo por parte dos respetivos consumidores energéticos.

A metodologia utilizada consiste em comparar a fatura energética, com e sem autoprodução eólica, tendo em consideração os custos de investimento e operação do sistema eólico. Os resultados são obtidos por simulação de vários cenários, caracterizando diversas situações que podem ocorrer. Ao longo das simulações é feita análise de sensibilidade, a fim de se determinar quais os parâmetros técnicos/financeiros que têm mais impacto na viabilidade do projeto.

Esta dissertação centra-se no estudo da avaliação de uma tecnologia eólica de média dimensão (100 kW), instalada em consumidores industriais de média tensão. Trata-se de uma gama de potência em que a tecnologia é bastante eficiente e madura mas por outro lado a viabilidade para a modalidade de autoconsumo é difícil porque os preços de eletricidade em média tensão são relativamente baixos.

Os resultados da análise, resultantes dos estudos em múltiplas distribuições geográficas e para variadas gamas de sensibilidade às variáveis de influência, mostram que a autoprodução eólica é viável apenas em algumas situações com recursos eólicos favoráveis e com consumos significativamente superiores à potência de autoprodução instalada. Na maior parte dos casos avaliados, a autoprodução eólica não é economicamente viável. Também se comparam soluções de autoprodução eólica e fotovoltaica concluindo-se que a autoprodução fotovoltaica é geralmente mais interessante.

Para ultrapassar as dificuldades conclusivas associadas às incertezas de recurso eólico a dissertação apresenta uma elaborada análise de sensibilidade e formulação de cenários, avaliando desta forma as situações em que a autoprodução eólica poderá ser viável com a atual legislação de autoconsumo.

Palavras-chave: Autoconsumo, Energia, Eólica, *LCOE*, *nED100*, Norvento, Vento, Viabilidade.



# Abstract

Self-consumption is regulated in Portugal since January 2015 and is increasingly an option to be considered for energy consumers who want to be less dependent on the public electricity network and on the constant price rises of electricity. It is necessary to determine whether the installation of a system for self-consumption of a particular energy consumer is economically viable. The objective of this study is to determine the economic feasibility of installing a self-consumption system with wind renewable self-production for two real consumption profiles, for all Portuguese district capitals. If the objective is fulfilled it will be possible to determine if the acquisition of such a system, by the respective energy consumers, it is whether an advantage or a disadvantage.

The used methodology compares the energy bill, with and without wind self-production, taking into account the investment and operating costs of the wind system. The results are obtained by simulation of various scenarios, featuring a variety of situations that may occur. Over the simulations it is performed sensitivity analysis in order to determine the technical and financial parameters that have more impact on the project's viability.

This dissertation focuses on the evaluation of a medium-sized wind technology (100 kW) installed in medium voltage industrial consumers. It is a range of power where this technology is very efficient and mature but then the feasibility for self-consumption mode is difficult because electricity prices in medium voltage are relatively low.

The analysis results, resultant of the multiple geographical distributions studies held and of the performed sensitivity analysis range into the influential variables, show that wind self-production is feasible only in certain situations with favorable wind resources and with a significantly higher energy consumption power than the autoproduction installed one. In most of the evaluated cases wind self-production is not economically viable. Photovoltaic and wind self-production solutions are also compared and it is concluded that the photovoltaic self-production is usually more interesting.

To overcome the difficulties associated with wind resource uncertainty the dissertation presents an elaborate sensitivity analysis and formulation of scenarios, evaluating thus the situations in which wind self-production may be feasible with the current self-consumption legislation.

Keywords: Self-consumption, Energy, Wind, LCOE, *nED100*, Norvento, Viability.



# Agradecimentos

Ao meu Professor e orientador Cláudio Monteiro.

À Norvento, em particular ao Samuel Mendez, pelos dados gentilmente fornecidos acerca do aerogerador *nED100*.

À Smartwatt pelos dados relativos aos perfis de consumo de energia, em particular ao Tiago Santos pelos dados das séries de registos de vento.

À minha família e aos meus amigos. De que vale a vida sem vocês?

João Filipe Moreira Fernandes





*“Sinto-me nascido a cada momento  
Para a eterna novidade do Mundo...”*

Fernando Pessoa



# Conteúdo

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Enquadramento e Motivação . . . . .	1
1.2	Objetivos . . . . .	2
1.3	Estrutura da Dissertação . . . . .	2
1.4	Dados Utilizados . . . . .	3
<b>2</b>	<b>Estado da Arte</b>	<b>5</b>
2.1	Autoconsumo em Portugal - Enquadramento Legal . . . . .	6
2.1.1	Primeira Geração de Apoio à Produção Renovável Descentralizada . . .	6
2.1.2	Segunda Geração de Apoio à Produção Renovável Descentralizada . . .	7
2.2	Micro e Miniturbinas Eólicas em Portugal . . . . .	8
2.3	Autoconsumo . . . . .	11
2.3.1	Vantagens do Autoconsumo . . . . .	11
2.3.2	Componentes de Energia de um Sistema de Autoconsumo . . . . .	11
2.3.3	Vantagem Económica - <i>LCOE</i> . . . . .	12
2.3.4	Remuneração do Autoconsumo . . . . .	14
2.3.5	Penalizações . . . . .	14
2.3.6	Resumo . . . . .	15
2.4	Tecnologia de Micro e mini-aerogeradores . . . . .	16
2.4.1	Introdução . . . . .	16
2.4.2	Tipos de Turbinas Eólicas . . . . .	16
2.4.3	Constituição de Um Aerogerador de Eixo Horizontal . . . . .	18
2.4.4	Controlo da Potência . . . . .	19
2.4.5	Pequenas Turbinas Eólicas . . . . .	20
2.4.6	Característica Elétrica de uma Turbina Eólica . . . . .	20
2.4.7	Aerogerador <i>nEDI00</i> . . . . .	21
2.4.8	Resumo . . . . .	23
2.5	Avaliação do Potencial Eólico . . . . .	23
2.5.1	Introdução . . . . .	24
2.5.2	Principais Fatores Influentes no Perfil de Vento . . . . .	24
2.5.3	Extrapolação Vertical da Velocidade de Vento . . . . .	29
2.5.4	Medidas Locais . . . . .	30
2.5.5	Modelos para Avaliação do Potencial Eólico . . . . .	32
2.5.6	Modelos de Previsão <i>NWP</i> . . . . .	32
2.5.7	Modelos de Microescala . . . . .	33
2.5.8	Método <i>MCP</i> . . . . .	34
2.5.9	Ajuste de Séries de Registos de Vento . . . . .	34
2.5.10	Representação das Séries de Registos de Vento . . . . .	34

2.5.11	Cálculo de Produção da Energia Eólica Anual . . . . .	37
2.5.12	Erro Associado aos Modelos de Previsão . . . . .	37
2.5.13	Erro Associado à Extrapolação Vertical de Velocidade . . . . .	38
2.5.14	Resumo . . . . .	38
<b>3</b>	<b>Tratamento de Dados, Casos de Estudo, Criação de Cenários e Metodologia</b>	<b>39</b>
3.1	Análise e Tratamento de Dados . . . . .	39
3.1.1	Representação das Séries de Registos de Vento . . . . .	40
3.1.2	Ajustes das Séries de Registos de Vento . . . . .	41
3.1.3	Períodos de Tempo sem Vento . . . . .	43
3.1.4	Cálculo da Produção de Energia Anual . . . . .	44
3.2	Casos de Estudo . . . . .	45
3.2.1	Perfil de Consumo nº 1 - PC 1 . . . . .	46
3.2.2	Perfil de Consumo nº 2 - PC 2 . . . . .	47
3.2.3	Tarifário em Vigor . . . . .	48
3.2.4	Parcelas Energéticas . . . . .	49
3.2.5	Faturação com e sem UPAC . . . . .	50
3.3	Metodologia . . . . .	51
3.4	Criação de Cenários . . . . .	51
3.4.1	Boa Escolha/Caso-Base . . . . .	52
3.4.2	Má Escolha . . . . .	53
3.4.3	$2 \times nED100$ . . . . .	53
3.4.4	Mais 1 m/s . . . . .	54
3.4.5	Menos 1 m/s . . . . .	54
3.4.6	Consumo Suave . . . . .	55
3.4.7	Tarifa Dinâmica . . . . .	55
3.5	Considerações Técnicas e Económicas . . . . .	56
3.6	Aplicação da Metodologia . . . . .	58
3.6.1	Tarifa Equivalente de Consumo sem Autoprodução - (10) . . . . .	59
3.6.2	Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução Considerando o Valor de <i>LCOE</i> - (11) . . . . .	59
3.6.3	<i>LCOE</i> . . . . .	60
3.6.4	Análise de Sensibilidade . . . . .	60
3.6.5	Comparativo com o Fotovoltaico . . . . .	60
<b>4</b>	<b>Resultados</b>	<b>63</b>
4.1	Resultados Gerais . . . . .	63
4.1.1	Gama de Valores <i>LCOE</i> . . . . .	63
4.1.2	Viabilidade Económica - Perfil de consumo 1 e 2 . . . . .	64
4.2	Resultados da Análise de Sensibilidade . . . . .	65
4.2.1	Impacto de Variação de Parâmetros no <i>LCOE</i> . . . . .	65
4.2.2	Viabilidade Económica - Perfil de Consumo 1 . . . . .	66
4.2.3	Viabilidade Económica - Perfil de Consumo 2 . . . . .	67
4.3	Mapas de Viabilidade Económica . . . . .	67
4.3.1	Mapa para o Perfil de Consumo 1 - Perspetiva Otimista . . . . .	68
4.3.2	Mapa para o Perfil de Consumo 1 - Perspetiva Realista . . . . .	69
4.3.3	Mapa para o Perfil de Consumo 2 - Perspetiva Otimista . . . . .	70
4.3.4	Mapa para o Perfil de Consumo 2 - Perspetiva Realista . . . . .	71
4.4	Comparativo com o Fotovoltaico . . . . .	72

4.4.1	LCOE . . . . .	72
4.4.2	Viabilidade Económica - Perfil de Consumo 1 e 2. . . . .	72
4.5	Limite Máximo de Instalação de Potência de Autoprodução . . . . .	73
4.6	Índices de Viabilidade . . . . .	76
4.6.1	Perfil de consumo 1 . . . . .	76
4.6.2	Perfil de consumo 2 . . . . .	77
<b>5</b>	<b>Considerações Finais</b> . . . . .	<b>79</b>
5.1	Conclusões . . . . .	79
5.2	Trabalhos Futuros . . . . .	81
	<b>Referências</b> . . . . .	<b>83</b>
<b>A</b>	<b>Anexo A</b> . . . . .	<b>89</b>
A.1	Histogramas de Frequência de Vento . . . . .	89
A.2	Resutados da Análise de Sensibilidades . . . . .	95





# Lista de Figuras

2.1	Os sobrecustos da microprodução: Tarifa bonificada Vs. Preço médio de mercado [1]. . . . .	7
2.2	Número de novas instalações anuais e potência instalada anual [1]. . . . .	7
2.3	Evolução da potência instalada relativamente à mini/microprodução eólica e fotovoltaica, em Portugal (Fonte dos dados: <a href="http://www.dgeg.pt/">http://www.dgeg.pt/</a> ). . . . .	9
2.4	Número de pequenas turbinas eólicas instaladas em Portugal e soma da potência instalada, por distrito e por ano, de 2008 a 2014 inclusive (fonte dos dados: <a href="http://www.renovaveisnagora.pt/">http://www.renovaveisnagora.pt/</a> ). . . . .	9
2.5	Energia gerada anualmente pela micro/mini geração eólica e fotovoltaica (fonte dos dados: <a href="http://www.dgeg.pt/">http://www.dgeg.pt/</a> ). . . . .	10
2.6	Autoconsumo: Modelo de funcionamento (Potência >1,5kW) [2]. . . . .	12
2.7	Custo do sistema por kW instalado e respetivo <i>LCOE</i> [3]. . . . .	14
2.8	Principais tipos de turbinas eólicas, de eixo horizontal ( <i>Horizontal Axis Turbine</i> ) e vertical( <i>Vertical Axis Turbine</i> ), e a sua constituição típica [4]. . . . .	16
2.9	Principais tipos de turbinas de eixo horizontal: turbinas de três pás e de duas pás [5].	17
2.10	Principais tipos de turbinas de eixo vertical [6]. . . . .	18
2.11	Constituição típica de um pequeno aerogerador de eixo horizontal: 1-Rotor (Cubo), 2-Pás do Rotor, 3-Estator do alternador, 4-Veio, 5-Mecanismo de orientação direcional, 6-Escovas e anéis de rotação, 7-Leme, 8-Cobertura da cabina, 9- Manivela para rodar a turbina [7]. . . . .	18
2.12	Curva típica de potência de uma turbina eólica, em kW, de acordo com a velocidade do vento (m/s) [8]. . . . .	21
2.13	Caraterística elétrica do <i>nED100</i> , de acordo com a velocidade do vento (m/s) e diâmetro de rotor(m). <i>cut-in speed</i> - ~3 m/s; <i>rated output speed</i> - 10 m/s; <i>cut-out speed</i> - 20 m/s; Densidade do ar standard: 1.225 Kg/m <sup>3</sup> [9]. . . . .	22
2.14	Aerogerador <i>nED100</i> (fonte dos dados: <a href="http://www.norvento.com">www.norvento.com</a> ). . . . .	22
2.15	Esquema da organização seguida no desenvolvimento da secção Avaliação do Potencial Eólico. . . . .	23
2.16	Influência da orografia na velocidade e direção do vento [10]. . . . .	25
2.17	Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento [11]. . . . .	26
2.18	Velocidade de vento, consoante o tipo de rugosidade que enfrenta. No eixo das abcissas encontra-se a velocidade do vento(m/s). No eixo das ordenadas encontra-se a altura(m) [12]. . . . .	26
2.19	Caracterização dos efeitos de um obstáculo no perfil de vento [13]. . . . .	27
2.20	Caracterização do fenómeno de brisa marítima (a) e debrisa de terra (b) [14]. . .	27
2.21	Gráfico da Variação inter-anual da velocidade média do vento, em Malin Head (Irlanda). No eixo vertical encontra-se a velocidade média do vento(m/s) [15]. . .	28

2.22	Espectro de frequência da velocidade do vento, típico, para diferentes escalas temporais: 1 ano, 4 dias, 1 dia, 1 hora e 1 minuto [16]. . . . .	29
2.23	Instrumentos utilizados nas observações locais de regimes de vento. . . . .	31
2.24	Esquema de funcionamento de um SODAR. $t$ corresponde ao tempo de subida e descida do pulso, $c$ à velocidade do som e $Z$ à altura onde são efetuadas as medições [17]. . . . .	31
2.25	Distribuição de probabilidade de Weibull para vários fatores de forma $k$ . Velocidade média é de $8ms^{-1}$ [13]. . . . .	36
2.26	Rosa de ventos anual por frequência de ocorrência de velocidade de vento e por quadrante [18]. . . . .	36
3.1	Frequência de ocorrência de vento(%) por gama velocidade, ao longo de 2014, para a cidade de Aveiro. Dados obtidos através do modelo de mesoescala <i>WRF</i> . Velocidade média de 4.9 m/s e moda de 2.9 m/s. . . . .	40
3.2	Rosas dos Ventos de Aveiro. Dados obtidos a partir do <i>WRF</i> para o ano de 2014. . . . .	40
3.3	Histogramas de velocidade de vento para cubo do rotor posicionado a 24.5 m de altura. . . . .	42
3.4	Histogramas de velocidade de vento para cubo do rotor posicionado 29 m de altura. . . . .	42
3.5	Histogramas de velocidade de vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. . . . .	43
3.6	Percentagem do tempo total de vento por gama de velocidade, de acordo com a altura do cubo do rotor considerada ( <i>WRF</i> -10 m, 24.5 m, 29.5 m e 36 m). . . . .	43
3.7	Energia gerada anualmente pelo nED100(22 m de diâmetro de rotor), fator de capacidade e número de horas equivalente. . . . .	44
3.8	Energia gerada anualmente pelo nED100(24 m de diâmetro de rotor), fator de capacidade e número de horas equivalente. . . . .	45
3.9	Perfil típico de consumo mensal. Julho de 2014. . . . .	46
3.10	Perfil típico de consumo semanal. Domingo como o primeiro dia da semana - 1. . . . .	46
3.11	Perfil típico de consumo de um dia da semana (3ª feira) por hora. Junho de 2014. . . . .	47
3.12	Perfil típico de consumo mensal. Consumo de energia no Mês de Julho de 2014. . . . .	47
3.13	Perfil típico de consumo semanal, por dia da semana. De 6 a 12 de Julho. . . . .	48
3.14	Perfil típico de consumo de um dia da semana (3ª feira) por hora. . . . .	48
3.15	Exemplo de suavização do consumo consumo energético. PC 1, 6 de Junho de 2014. . . . .	55
4.1	Variação do <i>LCOE</i> por tipo de cenário simulado. . . . .	63
4.2	Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução considerando o <i>LCOE</i> Vs. Tarifa Equivalente de Consumo sem Autoprodução, por cenário simulado. Perfil de consumo 1. . . . .	64
4.3	Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução, considerando o <i>LCOE</i> Vs. Tarifa Equivalente de Consumo sem Autoprodução, por cenário simulado. Perfil de consumo 2. . . . .	65
4.4	Sensibilidade do <i>LCOE</i> em relação à variação de parâmetros individuais. Perspetiva realista. . . . .	65
4.5	Sensibilidade de (11) face a parâmetros individuais. Perspetiva otimista. . . . .	66
4.6	Sensibilidade de (11) face a parâmetros individuais. Perspetiva realista. . . . .	66
4.7	Sensibilidade de (11) face a parâmetros individuais. Perspetiva otimista . . . . .	67
4.8	Sensibilidade de (11) face a parâmetros individuais. Perspetiva realista. . . . .	67
4.9	Mapa de viabilidade económica para o PC 1. Perspetiva otimista. . . . .	68
4.10	Mapa de viabilidade económica para o PC 1. Perspetiva realista. . . . .	69

4.11	Mapa de viabilidade económica para o PC 2. Perspetiva otimista. . . . .	70
4.12	Mapa de viabilidade económica para o PC 2. Perspetiva realista. . . . .	71
4.13	$LCOE_{nED100}$ Vs. $LCOE$ UPAC fotovoltaica. . . . .	72
4.14	Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução Fotovoltaica, considerando o $LCOE$ - (12) Vs. Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução Eólica, considerando o $LCOE$ - (11). . . . .	72
4.15	Limite máximo de potência de autoconsumo a instalar. PC 1 - Otimista. . . . .	73
4.16	Limite máximo de potência de autoconsumo a instalar. PC 1 - Realista. . . . .	74
4.17	Limite máximo de potência de autoconsumo a instalar. PC 2 - Otimista. . . . .	74
4.18	Limite máximo de potência a instalar de acordo com o PC 2 - Realista. . . . .	75
A.1	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Beja. . . . .	89
A.2	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Braga. . . . .	89
A.3	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Bragança. . . . .	90
A.4	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Castelo Branco. . . . .	90
A.5	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Coimbra. . . . .	90
A.6	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Évora. . . . .	91
A.7	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Faro. . . . .	91
A.8	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Guarda. . . . .	91
A.9	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Leiria. . . . .	92
A.10	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Lisboa. . . . .	92
A.11	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Portalegre. . . . .	92
A.12	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Cidade do Porto. . . . .	93
A.13	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Santarém. . . . .	93
A.14	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Setúbal. . . . .	93
A.15	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Viana do Castelo. . . . .	94
A.16	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Vila Real. . . . .	94
A.17	Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Viseu. . . . .	94



# Lista de Tabelas

2.1	Sub-classificação de pequenas turbinas eólicas [19]. . . . .	20
2.2	Especificações gerais do aerogerador <i>nED 100</i> , da Galega <i>Norvento</i> [9]. . . . .	21
2.3	Alguns dos principais fatores que influenciam o perfil de vento . . . . .	24
2.4	Comprimento da rugosidade $Z_0$ para vários tipos de superfície [20]. . . . .	25
2.5	Expoente $n$ para diferentes tipos de superfície [21]. . . . .	30
2.6	Síntese dos principais modelos globais existentes [22]. . . . .	32
2.7	Síntese dos principais modelos de mesoescala existentes. . . . .	33
3.1	Trecho exemplar da informação contida nas séries de registos de vento. Caracte- rização de uma hora de previsão em intervalos de 15 minutos, para Aveiro. . . . .	39
3.2	Possíveis alturas de posicionamento do cubo do rotor, em relação ao nível do vento, e parâmetro de rugosidade $n$ considerado para a extrapolação vertical da velocidade de vento. . . . .	41
3.3	Valores da velocidade de vento após extrapolação vertical da velocidade, ao longo de um hora de previsões, para as várias alturas a que pode ser posicionado o cubo do rotor do <i>nED100</i> . . . . .	41
3.4	Exemplo de informação contida na série de consumo do PC 1, ao longo de uma hora. . . . .	46
3.5	Fatura energética anual por perfil de consumo, sem autoconsumo. Fatura relativa às TAR, à TTVCF e total. . . . .	49
3.6	Exemplo de resultados obtidos relativamente ao cálculo das parcelas energéticas do sistema de autoprodução com autoconsumo. Dados do PC 2 no dia 3 de Janeiro de 2014. Dados das parcelas energéticas expressos em kWh. . . . .	50
3.7	Exemplo de resultados obtidos relativamente ao cálculo das parcelas energéticas do sistema de autoprodução com autoconsumo. Dados de consumo anuais relati- vos ao PC 1 e 2. Dados das parcelas energéticas expressos em MWh. . . . .	50
3.8	Fatura energética anual por perfil de consumo, com e sem UPAC. <i>nED100</i> com um rotor de 24 m de diâmetro e cubo do rotor a 36 m do nível do solo. . . . .	50
3.9	Dados fornecidos pela Norvento em relação ao <i>nED100</i> com 24 m de diâmetro de rotor e cubo do rotor posicionado a 36 m de altura em relação ao nível do solo. . .	52
3.10	Dados relativos à opção de aerogerador característico do cenário 'Boa Escolha/Caso- base'. . . . .	53
3.11	Dados relativos à opção de aerogerador característico do cenário 'Má Escolha'. . .	53
3.12	Custo da compra de $n$ aerogeradores e respetivo desconto aplicado. . . . .	54
3.13	Custos de transporte e instalação de acordo com o número $n$ de aerogeradores adquiridos. . . . .	54
3.14	Dados relativos à opção de aerogeradores característicos do cenário ' $2 \times nED100$ '. .	54
3.15	Valores de $k_i$ de acordo com o período horário, em €/MWh de consumo. . . . .	56

3.16	Fator de degradação a aplicar à produção de energia para o tempo de vida útil do <i>nED100</i> . . . . .	57
3.17	Parâmetros sujeitos a análise de sensibilidades e respetiva gama de sensibilidade aplicada. . . . .	60
3.18	Parâmetros sujeitos a análise de sensibilidades e respetiva gama de sensibilidade aplicada. . . . .	60
3.19	Custo de investimento inicial em tecnologia de autoconsumo fotovoltaica, por kWp adquirido [3]. . . . .	61
3.20	Dados relativos à UPAC fotovoltaica. . . . .	61
3.21	Tarifa equivalente de autoconsumo com autoprodução fotovoltaica, considerando o <i>LCOE</i> , de acordo com cada perfil de consumo (€/MWh). . . . .	61
3.22	Exemplo da simulação económica de viabilidade considerando o cenário 'Boa-escolha', de acordo com a ótica otimista e realista. . . . .	62
4.1	Comparativo entre (11) e (12) para os dois perfis de consumo, por capital de distrito. Dados provenientes da simulação do cenário 'Boa-escolha'. . . . .	73
4.2	Limite máximo de potência a instalar por cidade, perfil de consumo e perspetiva (realista ou otimista). . . . .	75
4.3	Índice de viabilidade por cenário simulado, perspetiva e cidade. Dados relativos ao perfil de consumo 1. Parte 1. . . . .	76
4.4	Índice de viabilidade por cenário simulado, perspetiva e cidade. Dados relativos ao perfil de consumo 1. Parte 2. . . . .	76
4.5	Índices de viabilidade totais para os cenários simulados. Dados relativos ao perfil de consumo 1. . . . .	76
4.6	Índice de viabilidade por cenário simulado, perspetiva e cidade. Dados relativos ao perfil de consumo 2. Parte 1. . . . .	77
4.7	Índice de viabilidade por cenário simulado, perspetiva e cidade. Dados relativos ao perfil de consumo 2. Parte 2. . . . .	77
4.8	Índices de viabilidade totais para os cenários simulados. Dados relativos ao perfil de consumo 2. . . . .	77



# Abreviaturas e Símbolos

AFWA	<i>Air Force Weather Agency</i>
ALADIN	<i>Aire Limitée Adaptation Dynamique Développement InterNational</i>
ARPEGE	<i>Action de Recherche Petite Echelle Grande Echelle</i>
DEEC	Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DWD	<i>Deutscher Wetterdienst, the German Weather Service</i>
CIEG	Custo de Interesse Económico Geral
CFC	<i>Canadian Meteorological Centre</i>
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
DL	Decreto de Lei
ECMWF	<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i>
FAA	<i>Federal Aviation Administration</i>
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FPE	Fator de Preço de Eletricidade
FSL	<i>Forecast Systems Laboratory</i>
GEM	<i>Global Environmental Multiscale Model</i>
GFS	<i>Global Forecast System</i>
GME	<i>German Global Meteorological Model</i>
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i>
HIRLAM	<i>High Resolution Limited Area Model</i>
IFS	<i>Integrated Forecast System</i>
IPC	Índice de Preços no Consumidor
IRC	Imposto Sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
LIDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
MAE	<i>Mean Absolute Error</i>
MCP	<i>Measure Correlate Predict</i>
MM5	<i>Mesoscale Model 5</i>
MRB	<i>Meteorological Research Branch</i>
NCAR	<i>National Center Atmospheric Research</i>
NCEP	<i>National Centers for Environmental Prediction</i>
NMC	<i>National Meteorological Center</i>
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
NOGAPS	<i>The Navy Operational Global Atmospheric Prediction System</i>
NWP	<i>Numerical Weather Prediction</i>
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PME	Pequena Média Empresa

PSU	<i>Pennsylvania State University</i>
PC 1	Perfil de consumo 1
PC 2	Perfil de consumo 2
RAMS	<i>Federal Aviation Administration</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RMSE	<i>Root Mean Square Error</i>
RPN	<i>Recherche en Prévision Numérique</i>
SODAR	<i>Sonic Detection and Ranging</i>
TAR	Tarifa de Acesso às Redes
TIE	Taxa de Inflação de Eletricidade
TIE <sub>n</sub>	Taxa de Inflação de Energia
TIG	Taxa de Inflação Geral
TIR	Taxa Interna de Retorno
TTVCF	Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em MT
UM	<i>Unified Model</i>
UPAC	Unidade de Produção de Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção
USN	<i>United States Navy</i>
UGS	Uso Global do Sistema
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i>
VPL	Valor Presente Líquido
WRF	<i>Weather Research and Forecast</i>
$\sigma$	Desvio padrão
$n$	Expoente da Lei da Potência
$V$	Velocidade do Vento (m/s)
$\bar{V}$	Velocidade média do vento (m/s)
$V(Z)$	Velocidade na altura desejada (m/s)
$V(Z_r)$	Velocidade na altura de referência $Z_r$ (m/s)
$Z$	Altura desejada (m)
$Z_0$	Comprimento da rugosidade, em metros (m)
$Z_r$	Altura de referência (m)
$d_t$	Depreciação no ano $t$
$c_t$	Custo operacional no ano $t$
$x_t$	Degradação do ativo no ano $t$
$\alpha$	Taxa de imposto sobre as empresas
$\gamma$	Coefficiente de desvalorização da moeda
$r$	Custo de capital médio ponderado
$\eta$	Energia produzida
$S$	Valor residual do ativo no final do seu ciclo de vida
$T$	ciclo de vida do projeto
$R_{UPAC,m}$	Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês
$E_{fornecida,m}$	Energia fornecida no mês $m$ (kWh)
$OMIE_m$	Valor dos preços de fecho do OMIE, para Portugal relativo ao mês $m$ (€/kWh)
$m$	Mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP
$C_{UPAC,m}$	Custo pago, no mês $m$ , por cada kW de potência instalado
$P_{UPAC}$	Potência da UPAC (kW)

# Capítulo 1

## Introdução

Este documento apresenta um estudo de viabilidade económica para a implementação de um sistema de autoconsumo, com autoprodução renovável eólica, em duas indústrias, nas várias capitais de distrito de Portugal continental.

No decorrer deste estudo tenta-se processar a metodologia criada de forma clara e colocar os resultados em perspetiva, através de simulação de vários cenários, análise de sensibilidade e comparações com o 'Caso-base'. Inclui dados completos acerca dos custos de produção de energia renovável eólica, refletindo as características do sistema *nED100* por capital de distrito. Permite saber, de acordo com as características do *nED100* e dos perfis de consumo em análise, quais as capitais de distrito onde é economicamente viável, ou não, a implementação de um sistema deste tipo.

### 1.1 Enquadramento e Motivação

A energia da forma como a conhecemos enfrenta vários desafios nos dias de hoje. Um dos maiores desafios consiste na descoberta de um caminho que reestruture o modo de consumo e de produção de energia. A crescente preocupação com a preservação do meio ambiente, e com as questões de eficiência energética, relegam as fontes de energia convencionais para segundo plano, ao passo que as tecnologias verdes são cada vez mais aceites pela sociedade. Prova desta visão é a política '20-20-20' da União Europeia, que estabelece que os gases de estufa emitidos têm que ser reduzidos em 20% menos face aos valores de 1990, que a quota de energia consumida proveniente de fontes de energia renovável tem que aumentar 20% e ainda que a eficiência energética tem que aumentar 20% mais face aos valores atuais. Uma das respostas a este desafio pode passar pela aposta na energia renovável eólica, por ser uma das mais promissoras fontes de energia renovável com capacidade de constituir uma alternativa às fontes convencionais de energia. É uma fonte de energia amiga do ambiente, abundante e inesgotável. Não obstante é imprevisível.

Portugal constitui um caso de sucesso no que toca à instalação e aproveitamento da energia de grandes eólicas, principalmente no Norte do país. Têm um tal impacto a nível nacional que por vezes todo o consumo Português é suprido apenas com recurso à produção de energia eólica. O

seu sucesso pode e deve funcionar como *benchmarking* para o desenvolvimento e aproveitamento da tecnologia micro e minieólica.

Com a entrada em vigor da chamada 'lei do autoconsumo', DL n° 153/2014, Portugal passa a beneficiar de um enquadramento legal único, encontrando-se numa excelente posição para marcar a diferença e brilhar no setor da mini/microprodução. É agora possível produzir eletricidade destinada ao autoconsumo através da aquisição de UPACs (Unidades de Produção para Autoconsumo). A energia produzida em excesso, isto é, a energia que não é consumida instantaneamente no local de produção/consumo, pode ainda ser vendida à rede elétrica de serviço público (RESP). Esta nova modalidade tem aplicação residencial e industrial e permite minimizar, ou até erradicar, a dependência energética da rede pública nacional. Por se tratar de uma forma de produção distribuída, não centralizada, diminui as perdas relativas ao sistema de transporte e distribuição bem como o fator de utilização do sistema elétrico nacional.

Uma vez que os preços de eletricidade estão continuamente a aumentar, que o *mix* energético Português ainda apresenta uma forte parcela de fontes de energia convencionais e que a tecnologia mini/microeólica está a atingir a sua maturação, o autoconsumo com recurso à energia renovável eólica torna-se cada vez mais uma oportunidade apetecível. Contudo, e ao contrário da fotovoltaica, a mini/microprodução eólica em Portugal ainda não tem grande um grande impacto junto da população. O número de pequenas unidades eólicas instaladas é bastante pequeno, assim como a respetiva capacidade total. A justificação pode estar em parte no facto de que nem todos os locais do país possuem boas características de vento, favoráveis à produção de energia eólica. Outra justificação pode estar no custo e no tempo de demora de uma prévia prospeção dos regimes de vento locais, em busca de regimes de vento favoráveis.

## 1.2 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação reside na determinação da viabilidade económica de instalação de um sistema de autoconsumo com recurso a autoprodução renovável eólica, para dois perfis reais e distintos de consumidores, para todas as capitais de distrito de Portugal Continental.

Outros objetivos parciais são:

- Determinação dos parâmetros mais influentes na viabilidade económica do projeto;
- Construção de um mapa Português de viabilidade económica, para os perfis em análise;
- Comparação de viabilidade do sistema em análise com a de um sistema de igual potência baseado em tecnologia fotovoltaica;

## 1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em 5 capítulos distintos. No presente capítulo, capítulo 1, introduz-se o trabalho a realizar, enquadra-se o tema, estabelece-se a motivação, definem-se os objetivos a se atingir e a estrutura do documento.

O capítulo 2 descreve o estado do autoconsumo em Portugal, aborda as pequenas turbinas eólicas e é feito um enfoque acerca da avaliação do potencial eólico. Estabelece-se a base teórica para construção da metodologia.

No capítulo 3 descreve-se o tratamento conferido à informação utilizada ao longo do presente estudo, apresenta-se os casos de estudo sobre os quais recairão a metodologia, define-se a metodologia adotada bem como os pressupostos económicos assumidos para a determinação da viabilidade do sistema em análise e ainda se define os cenários para simulação e aplicação da metodologia. Este capítulo contém ainda exemplos de aplicação da metodologia.

No capítulo 4 encontram-se os principais resultados obtidos através da aplicação da metodologia. É feita uma breve análise para facilitar a compreensão gráfica dos resultados.

No capítulo 5 apresenta-se as principais conclusões acerca deste trabalho e referem-se algumas sugestões que poderão ser adotadas no futuro, de forma a maior riqueza a este estudo.

## 1.4 Dados Utilizados

As séries de registos de vento, utilizadas na determinação do potencial eólico de cada capital de distrito e na estimativa de cálculo de produção anual de energia do aerogerador, são provenientes do modelo de mesoescala de previsão *WRF* (*Weather Research and Forecast*) e contém dados relativos a um ano. Contém informação sobre a velocidade de vento (m/s) e respetiva direção (graus) a cada 15 minutos, para o ano de 2014. Foram gentilmente cedidas pela empresa Smartwatt. A Smartwatt é uma empresa de serviços que fornece soluções para sistemas de energia. A empresa atua em três vetores distintos: energias renováveis, eficiência energética e sistemas inteligentes. Tem como objetivo otimizar a utilização dos recursos energéticos existentes, fornecendo aos nossos clientes métodos para redução de custos, soluções de produção de energia limpa, soluções inteligentes de monitorização e otimização de sistemas de energia. [23]

Os dados referentes aos perfis de consumo em análise, os casos de estudo, foram gentilmente cedidos pela Smartwatt. Constituem séries de consumo de energia de duas indústrias Portuguesas conectadas à rede MT, de potências de consumo contratada distintas, compostas pelo respetivo consumo em kWh a cada 15 minutos, ao longo do ano de 2014.

Todos os dados relativos ao aerogerador *nED100*, desde características de funcionamento até aos custos do sistema, foram gentilmente cedidos pela empresa Norvento. A Norvento é um grupo empresarial dedicado à promoção, construção e exploração de instalações energéticas que utilizam fontes de energia de origem renovável presente no sector energético desde 1981. Tem uma experiência comprovada, adquirida ao longo dos seus mais de 30 anos de história, nas áreas da promoção, conceção, construção e operação e manutenção, aplicadas à engenharia energética e ao desenvolvimento de projetos de energias renováveis. É responsável pela criação do aerogerador *nED100*. [24]

Utilizam-se ainda dados provenientes da ERSE e do MIBEL, para construção dos tarifários e respetivas faturas energéticas dos casos de estudo.





## Capítulo 2

# Estado da Arte

A liberalização do mercado energético Português, em 2012, teve como principal objetivo assegurar preços mais competitivos para todos os consumidores, concedendo liberdade de escolha do fornecedor de energia. O processo de liberalização do mercado de energia continuou e hoje já é possível ao consumidor optar por adquirir toda a energia da rede, autoproduzir toda a energia que necessite ou ainda produzir energia para suprir parte dos seus consumos mantendo-se conectado à rede. O processo de produção de energia para consumo próprio é mais conhecido por "autoconsumo" e consiste numa forma descentralizada de produção de energia elétrica.

O autoconsumo, já previsto e regulado por lei em Portugal, confere a possibilidade a qualquer consumidor de energia elétrica de instalar UPACs (Unidade de Produção para Autoconsumo) baseadas em tecnologia de produção renovável ou não renovável. Estas podem estar, ou não, ligadas à rede elétrica e tem como propósito a produção de eletricidade para suprir consumos locais, a fim de se diminuir a necessidade de recorrer à energia elétrica da rede pública de energia. Estando ligado à rede pública de energia o autoconsumidor pode vender os seus excessos de produção à RESP, caso existam.

Um pouco por todo lado começam a surgir incentivos governamentais e legislação para o desenvolvimento do autoconsumo e da autonomia dos consumidores. Em Espanha o autoconsumo é uma realidade desde Novembro de 2011, onde a lei já prevê sistemas de autoconsumo até 100 kW [25]. A Itália atingiu em 2012 a marca de €6 mil milhões com a atribuição de remunerações às tarifas *feed in* (para a tecnologia solar fotovoltaica), responsáveis pela instalação de 14.3 GW de capacidade espalhados por mais de quatrocentas mil unidades de produção. Este tipo de tarifas tem como objetivo acelerar o investimento em tecnologias de energia renovável. O objetivo é cumprido através da oferta de contratos de longo prazo que garantem a compra da energia produzida, ao nível doméstico, por parte da rede, a um preço definido por lei e que por norma é bem superior ao preço da energia da própria rede elétrica. Os montantes acordados em contrato dependem de vários fatores, incluindo a tecnologia renovável utilizada na produção da energia. Consequentemente a Itália lançou um novo programa, o *V<sup>th</sup> Conto Energia*, que atribui remuneração monetária de acordo com a energia produzida e injetada na rede e ainda com a quantidade de energia consumida instantaneamente no local de produção [26, 27]. No ano de 2000 a Alemanha lança-se numa

campanha de ampliação da produção de energia elétrica através de fontes renováveis ao nível do setor doméstico, concedendo incentivos por meio da atribuição de tarifas *Feed-in*. As tarifas *Feed-in* aplicadas na Alemanha tornavam-se ainda mais vantajosas caso 30% da produção fosse destinada ao autoconsumo. O caminho para o autoconsumo torna-se ainda mais claro quando em 2012 é introduzido um limite de injeção de energia na rede elétrica, aplicável às tarifas *Feed-in*, privilegiando o consumo local [28].

A par desta tendência Portugal criou o Decreto de Lei(DL) 153 de 2014 a fim de legislar e enquadrar o autoconsumo e as respetivas UPACs.

## 2.1 Autoconsumo em Portugal - Enquadramento Legal

A micro produção de eletricidade, como atividade de produção de eletricidade em baixa tensão com possibilidade de entrega de energia à rede elétrica pública, foi inicialmente regulada pelo DL N°68/2002. O número de sistemas de micro geração de eletricidade licenciados e a funcionar ao abrigo deste enquadramento legal não atingiu uma expressão relevante [29].

### 2.1.1 Primeira Geração de Apoio à Produção Renovável Descentralizada

A primeira geração de apoio à produção renovável descentralizada é introduzida pelo DL N°363/2007, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência: unidades de microprodução. Previa o consumo próprio como sendo o principal destinatário da eletricidade produzida, sendo o excedente passível de ser entregue a terceiros ou à rede pública. Este DL deu origem ao regime bonificado, aplicável às unidades de micro produção com potência de ligação até 3,68 kW, definindo uma tarifa única aplicável à energia produzida, contabilizada durante os primeiros cinco anos civis após a instalação da unidade de microprodução, em que para os primeiros 10 MW de potência de ligação registados a nível nacional a tarifa de referência era de **650 €/MWh**; Esta tarifa era aplicada com diferentes pesos, dependendo do tipo de energia renovável utilizada:

- Solar — 100%;
- Eólica — 70%;
- Hídrica — 30%;
- Cogeração a biomassa — 30%;

O modelo implementado por este DL tornou-se insustentável. O número de novas instalações anuais, depois de um grande crescimento inicial, sofreu uma grande queda à medida que terminava o regime bonificado previsto inicialmente. Pelo final de 2013 o número de instalações de microprodução total era de cerca de vinte e cinco mil(25 000).

Manuel Azevedo refere, numa apresentação acerca do autoconsumo na FEUP, em Dezembro de 2014, que de entre seis milhões de consumidores domésticos nacionais cerca de dois milhões

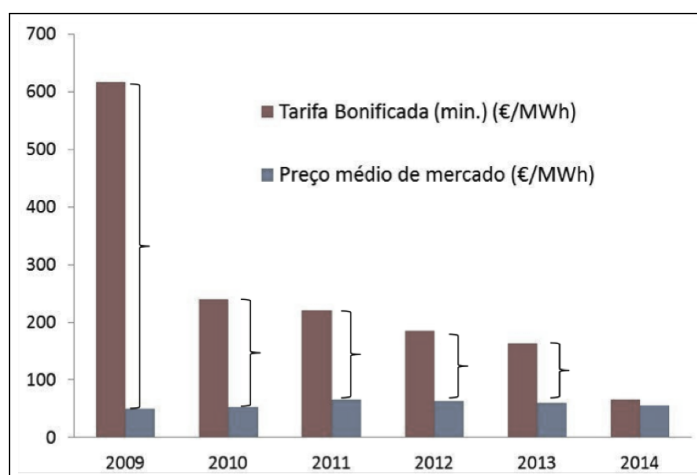


Figura 2.1: Os sobrecustos da microprodução: Tarifa bonificada Vs. Preço médio de mercado [1].

têm condições para o autoconsumo. Dadas as cerca de vinte e cinco mil (25000) unidades de microprodução instaladas até 2013 este número representa apenas 0.0125% do potencial mercado de consumidores. É então que surge a segunda geração de apoio à produção renovável descentralizada [1].

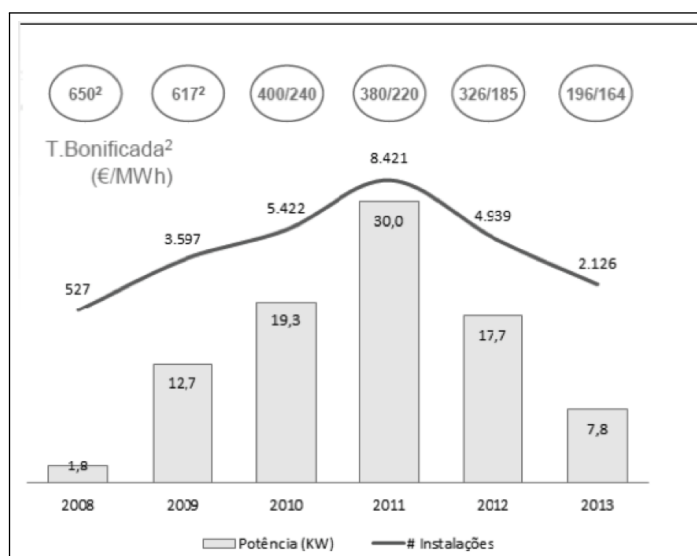


Figura 2.2: Número de novas instalações anuais e potência instalada anual [1].

### 2.1.2 Segunda Geração de Apoio à Produção Renovável Descentralizada

O DL N°153/2014 define o regime de produção descentralizada (autoconsumo e pequena produção). A energia elétrica produzida em autoconsumo destina-se predominantemente a consumo na instalação associada à unidade de produção, com possibilidade de ligação à RESP para venda da eletricidade não autoconsumida a preço ligeiramente abaixo do verificado em mercado. Nesta modalidade de produção o produtor beneficia quando a UPAC é dimensionada tendo em conta as

efetivas necessidades de consumo da instalação. Já o regime da pequena produção permite ao produtor vender a totalidade da energia elétrica à RESP com tarifa atribuída com base num modelo de licitação, mediante a instalação de UPPs(Unidades de Pequena Produção de energia).

A produção de energia elétrica a partir das UPAC tem como objetivo, preferencialmente, satisfazer necessidades de consumo locais sendo que a energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo. O excedente produzido é injetado na RESP, evitando o seu desperdício, e é remunerado a 90% do preço da energia em ambiente de mercado.

A nível burocrático o novo DL 153/2014 prevê menos burocracia e processos pouco onerosos para quem pretende produzir a sua própria eletricidade, possibilitando assim que qualquer pessoa adira. O novo processo simplificado prevê apenas uma comunicação prévia à Direção-Geral de Energia e Geologia, que poderá ser feita via eletrónica, para UPACs até 1500 W de potência. Instalações com potência inferior a 200 W nem precisam ser comunicadas à DGEG, podendo começar a produzir no imediato. Já UPACs cuja potência instalada seja superior a 1.5 kW e inferior a 1 MW carecem de registo prévio e de certificado de exploração. Os sistemas de autoconsumo através dos quais se pretenda vender a eletricidade excedente, independentemente da potência instalada, carecem também de registo prévio e certificado de exploração. O DL N°153/2014 entrou em vigor em Janeiro de 2015.

## 2.2 Micro e Miniturbinas Eólicas em Portugal

O DL N°363/2007, de 2 de novembro, e o DL N°34/2011, de 8 de março, enquadram a produção e comercialização de energia elétrica em regime de micro e miniprodução respetivamente. A microprodução aplica-se às unidades de instalação de produção de energia elétrica e/ou calor, que utilizem recursos renováveis como energia primária e cuja potência de ligação das unidades de microprodução tenha como limite 5.75 kW [29]. A miniprodução é a atividade de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade, que recorre a fontes renováveis para a sua produção, e que permite entregar, mediante remuneração, eletricidade à rede pública na condição de que exista consumo efetivo de eletricidade no local da instalação. As unidades de miniprodução de eletricidade utilizam apenas um tipo tecnologia de produção (por exemplo, solar fotovoltaico), e possuem uma potência máxima para ligação à rede de 250 kW [30].

A introdução do regime bonificado para a microprodução, em 2007, e o enquadramento legal da miniprodução, em 2011, fez com que surgissem ao longo do país novas instalações elétricas. A aposta dos consumidores foi claramente o fotovoltaico, ficando a mini/micro eólica na sombra da energia solar. A quase totalidade de potência instalada, quer em regime de microprodução quer em regime de miniprodução, é proveniente da solar fotovoltaica. A minieólica quase não tem relevância (0.06 MW instalados a Janeiro de 2015), a par da microeólica (0.418MW instalados a Janeiro de 2015).

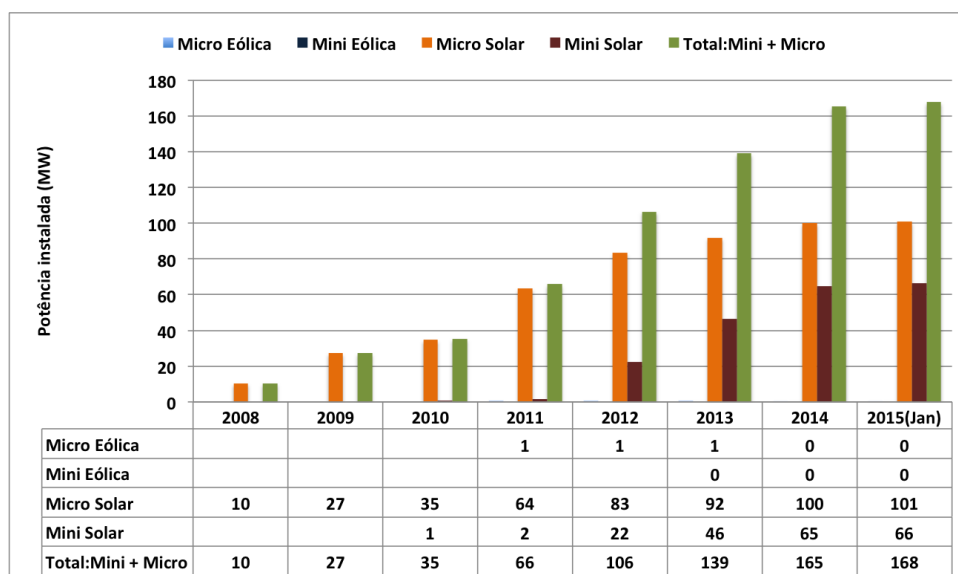


Figura 2.3: Evolução da potência instalada relativamente à mini/microprodução eólica e fotovoltaica, em Portugal (Fonte dos dados: <http://www.dgeg.pt/>).

O número de micro e mini turbinas eólicas registadas no país desde 2008 até 2014 inclusive (figura 2.3), através Sistema de Registo de Microgeração (SRM<sup>1</sup>) é de 128: 126 microturbinas eólicas, na sua grande maioria de 3.68 kW ( 430 kW de total de potência instalada) e 2 miniturbinas eólicas ( 60 kW de total de potência instalada).

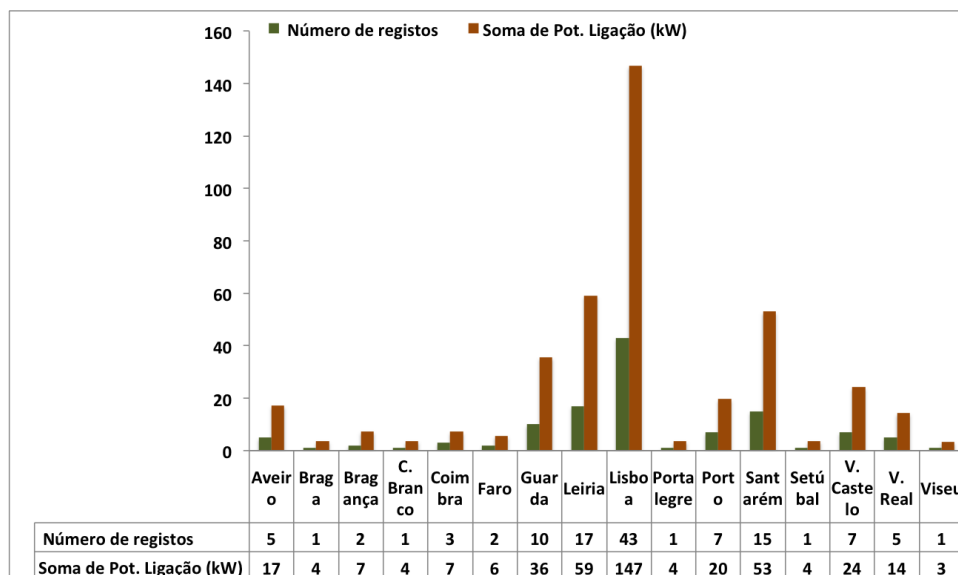


Figura 2.4: Número de pequenas turbinas eólicas instaladas em Portugal e soma da potência instalada, por distrito e por ano, de 2008 a 2014 inclusive (fonte dos dados: <http://www.renovaveisnagora.pt/>).

<sup>1</sup><http://www.renovaveisnagora.pt/>

Em Portugal a energia gerada pela micro e miniprodução provém quase única e exclusivamente da tecnologia solar fotovoltaica, relegando a tecnologia eólica para um segundo plano (figura 2.5). Segundo dados do SRM existem 1343 instalações de minifotovoltaica e 25999 de microfotovoltaica registadas até ao ano de 2014. A minigeração eólica é responsável pela produção de 231 mil MWh anuais e a microgeração eólica por 70 MWh anuais, valores residuais quando comparados com os da produção de energia através da tecnologia fotovoltaica.

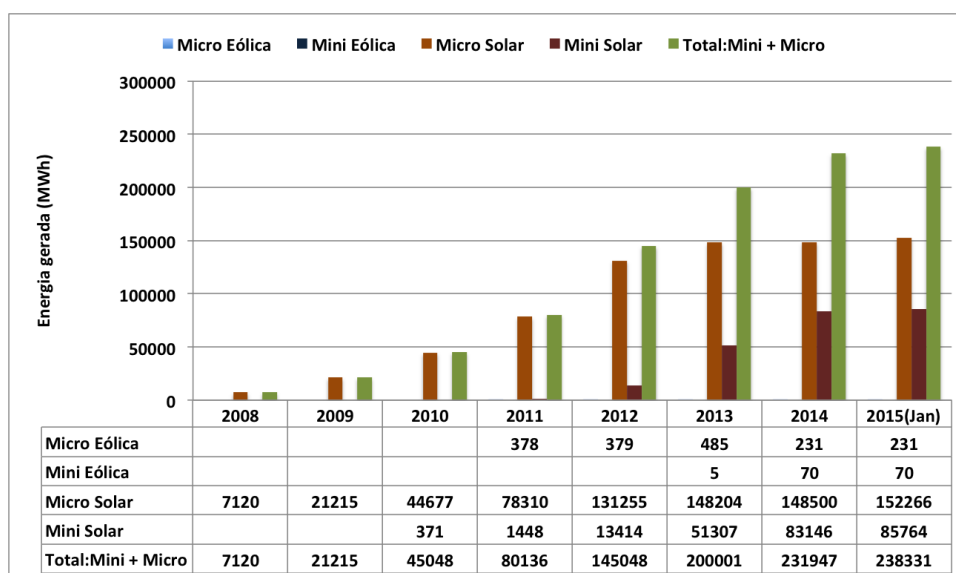


Figura 2.5: Energia gerada anualmente pela micro/mini geração eólica e fotovoltaica (fonte dos dados: <http://www.dgeg.pt/>).

Vários motivos podem estar na origem de uma maior aceitação do mercado em relação à tecnologia fotovoltaica. O vento é uma fonte de energia mais instável e imprevisível do que o sol. Para que um aerogerador produza energia elétrica é necessário que a velocidade de vento se encontre em intervalos de velocidade bem definidos enquanto que um painel fotovoltaico produz mesmo com o céu nublado. O vento é bastante imprevisível e nunca há certezas quanto à sua existência e potência, existindo apenas previsões de vento. A produção fotovoltaica rege-se pelo ciclo solar. Aumenta ao nascer do sol até que atinge o seu máximo, ao meio dia solar, diminuindo até ao por do sol. Só é nula à noite. Esta produção é maior no Verão do que no Inverno.

O impacto ambiental causado por uma pequena turbina eólica prende-se maioritariamente com a produção de ruído pelo movimento das pás. O ruído produzido por pequenos aerogeradores é geralmente maior do que o ruído provocado por grandes aerogeradores. Os painéis fotovoltaicos têm algum impacto visual, de acordo com a área e o tipo de ambiente que ocupem.

Uma vez que o DL que enquadra o autoconsumo em Portugal é bastante recente ainda não é possível contabilizar a quantidade de energia produzida para autoconsumo em Portugal. Contudo, a avaliar pelos dados provenientes dos gráficos das figuras 2.5 e 2.4 pode-se concluir que é escassa, relativamente à fonte de produção eólica, dado o pequeno número de mini e microturbinas eólicas instaladas.

## 2.3 Autoconsumo

A constante evolução tecnológica e a descida dos custos relativos às energia renováveis a que se tem assistido nos últimos anos, aliado ao facto de o preço da energia elétrica se encontrar constantemente a aumentar, tem vindo a viabilizar economicamente a aposta no autoconsumo.

### 2.3.1 Vantagens do Autoconsumo

A nova lei do autoconsumo de eletricidade provoca algumas alterações no paradigma da produção e compra de energia em Portugal. É agora possível produzir energia para consumo próprio, conquistando-se uma maior/total independência das oscilações dos preços da energia.

Esta modalidade não tem como propósito a venda de energia à rede, já que os excedentes da produção são remunerados a 90% do preço da energia em ambiente de mercado. O consumidor produz energia para autoconsumo e poupa com o que evita comprar à rede. Cada cliente tem um perfil de consumo específico. Se as UPACs forem bem dimensionadas, de acordo com as especificidades de cada perfil de consumo energético, podem surgir inúmeras vantagens para o autoconsumidor:

- **Menor exposição à variação dos preços da eletricidade**, uma vez que se reduz o consumo da energia proveniente da RESP. O tempo de vida útil de uma UPAC pode ser superior a 15 anos (dependendo do tipo de tecnologia e condições locais de funcionamento, entre outros) garantindo-se um preço menos volátil de eletricidade nesse mesmo período de tempo;
- **Redução do custo das faturas de eletricidade** devido à autoprodução, uma vez que se evita comprar a quantidade de energia autoconsumida à rede;
- **Contribuição para a redução das emissões de gases que contribuem para o efeito de estufa**, já que se reduz a produção de energia oriunda de fontes de energia clássicas;
- **Retorno do investimento** num período inferior ao de vida útil da UPAC (extremamente dependente do ótimo dimensionamento da UPAC);
- **Aumento da eficiência energética**, visto que o consumidor adota novos comportamentos para que faça sentido a instalação de um sistema de autoconsumo. Possibilita a otimização do consumo energético, colocando em funcionamento máquinas/aparelhos elétricos durante o período de produção da UPAC;

### 2.3.2 Componentes de Energia de um Sistema de Autoconsumo

Habitualmente, para um consumidor sem sistema de autoconsumo, as parcelas componentes de energia são simples. Existe apenas a energia consumida. Com a introdução do autoconsumo, e com a possibilidade de venda de energia à rede, surgem novas componentes de energia a serem consideradas [3, 31].

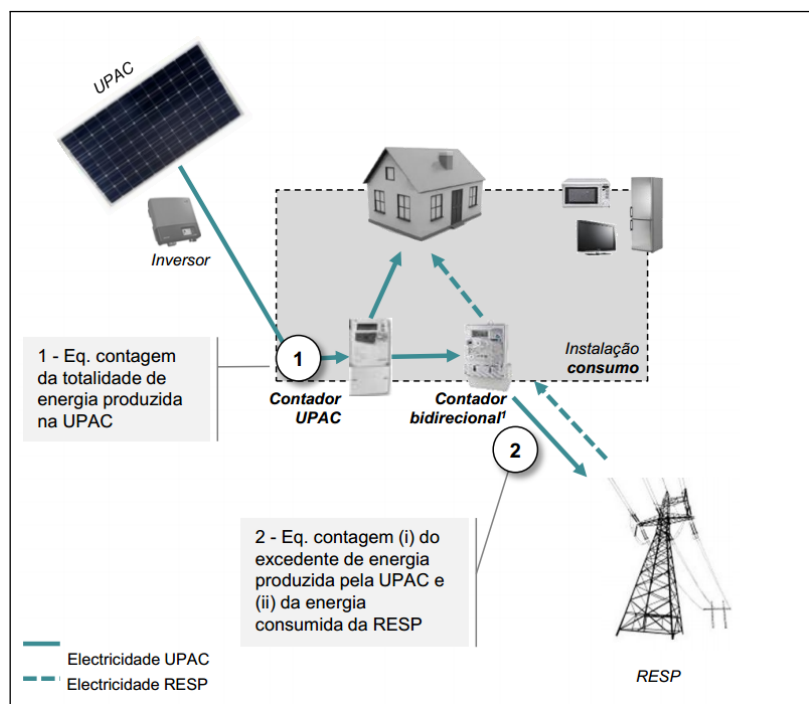


Figura 2.6: Autoconsumo: Modelo de funcionamento (Potência >1,5kW) [2].

- **Energia de consumo** - Consumo total anual, independentemente do valor da autoprodução;
- **Energia de autoprodução** – Energia total produzida anualmente pelo sistema de autoprodução;
- **Energia de consumo líquida** – Energia de consumo no local da instalação;
- **Energia injetada líquida** – Energia líquida com origem nos excessos da autoprodução face às necessidades de consumo;
- **Energia de autoconsumo** – Energia consumida diretamente da autoprodução. Representa a energia que não é vendida à rede;

### 2.3.3 Vantagem Económica - LCOE

O *LCOE* (*Levelized Cost of Energy*) constitui um indicador económico que permite comparar os custos de produção de energia de diferentes tecnologias ao longo do tempo de vida útil da unidade de produção. Corresponde aos custos que um investidor tem com a aquisição de uma unidade de produção de energia, sabendo quais os custos decorrentes do funcionamento da unidade de produção, e dos preços de eletricidade, ao longo do seu período de vida útil [32, 33]. É um conceito de custo a longo prazo que contabiliza os recursos e ativos físicos necessários para a produção de eletricidade [34]. O cálculo do *LCOE* segue a equação 2.1 [34].



$$LCOE = \frac{I - D + C - S}{E} \quad (2.1)$$

- $I$  - Investimento inicial;
- $D$  - Depreciação;
- $C$  - Custos anuais;
- $S$  - Valor residual do ativo no final do seu ciclo de vida;
- $E$  - Energia total produzida ao longo do ciclo de vida útil da unidade de produção;

A equação 2.1 ganha detalhe se transformada na equação 2.2 [34].

$$LCOE = \frac{I - \sum_{t=1}^T d_t \gamma^t \times \alpha + \sum_{t=1}^T c_t \gamma^t \times (1 - \alpha) - S \gamma^T}{\eta \sum_{t=1}^T \gamma^t \times x_t} \quad (2.2)$$

- $d_t$  - depreciação no ano  $t$ ;
- $c_t$  - custo operacional no ano  $t$ ;
- $x_t$  - degradação do ativo no ano  $t$ ;
- $\alpha$  - taxa de imposto sobre as empresas;
- $\gamma$  - coeficiente de desvalorização da moeda -  $\gamma^t = \frac{1}{1+r}^t$ ;
- $r$  - taxa de atualização de investimento;
- $\eta$  - energia produzida;
- $S$  - Valor residual do ativo no final do seu ciclo de vida;
- $T$  - ciclo de vida do projeto;

O custo de produção de energia é um dos fatores mais importantes na determinação da viabilidade económica de um projeto de energia. Caso seja muito alto pode inviabilizar uma oportunidade de investimento e está naturalmente associado ao tipo de energia e tecnologia utilizada, bem como à dimensão do sistema [3]. Na figura 2.7 encontra-se o  $LCOE$  por kWp instalado, a título de exemplo, associado a um projeto fotovoltaico.

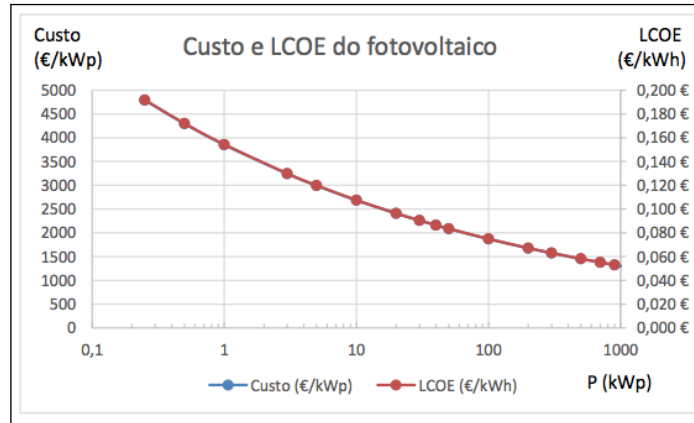


Figura 2.7: Custo do sistema por kW instalado e respetivo  $LCOE$  [3].

### 2.3.4 Remuneração do Autoconsumo

Se a energia proveniente de uma UPAC for de origem renovável, se a capacidade desta não ultrapassar 1 MW e se a instalação estiver ligada à RESP o produtor pode contratualizar a venda de energia proveniente dos excessos da autoprodução. O valor pago ao autoprodutor pela energia líquida injetada na RESP é calculado através da equação 2.3 [35].

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0.9 \quad (2.3)$$

Onde:

- $R_{UPAC,m}$  - Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês 'm' (€);
- $E_{fornecida,m}$  - A energia fornecida no mês  $m$ , em kWh;
- $OMIE_m$  - Valor dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia(OMIE), para Portugal (mercado diário), relativo ao mês 'm', em €/kWh;
- $m$  - Mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP;

### 2.3.5 Penalizações

À autoprodução estão associados alguns custos indiretos com o objetivo de se mitigar impactos económicos causados no sistema elétrico. As UPACs com potência superior a 1.5 kW, e cuja instalação de consumo esteja ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração, que permita recuperar uma parcela dos CIEG na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS). O valor a pagar depende também da potência instalada, conforme o certificado de exploração, e de um coeficiente de ponderação, entre 0% e 50%, que reflete a representatividade da potência instalada das UPACs no Sistema Elétrico Nacional (SEN) [35].

A penalização a ser paga, por mês, é calculada através da equação 2.4.

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (2.4)$$

- $C_{UPAC,m}$  - Custo pago, no mês  $m$  por cada kW de potência instalado;
- $P_{UPAC}$  - Potência da UPAC, em kW;
- $V_{CIEG,t}$  - Valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, em €/kW, apurado por ano  $t$  (3.07 €/kW por mês relativamente a 2014, para clientes MT) [3];
- $K_t$  - 0%, 30% ou 50% , consoante o total acumulado de potência instalada das UPAC no âmbito do regime de autoconsumo, entre 0% e 3% do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN (180 MW);

### 2.3.6 Resumo

De acordo com a legislação em vigor o estudo de viabilidade de um sistema de autoconsumo é naturalmente afetado pelas condições vigentes. O sistema de autoconsumo com autoprodução em análise neste estudo é um aerogerador de 100 kWp, introduzido na secção 2.4.7. É necessário ter em consideração algumas exigências, burocracias e penalizações monetárias específicas concorrentes com a sua potência nominal. O sistema em análise é considerado uma UPAC, e não UPP, já que o objetivo não é a venda total de energia à rede.

Alguns aspetos importantes a ter-se em conta, para uma potência de instalação de 100kW:

- A potência instalada não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação da instalação de consumo;
- Necessita de controlo prévio e da emissão de um certificado de exploração;
- Necessita da instalação de um sistema de telecontagem;
- O custo associado aos contadores responsáveis pela medição total da eletricidade produzida pela UPAC são suportados pelo autoprodutor, bem como o total da eletricidade injetada na RESP caso a instalação elétrica de utilização se encontre ligada à rede;
- A eletricidade total produzida pela UPAC é de contagem obrigatória, caso a instalação de utilização se encontre ligada à RESP;

Além dos aspetos apresentados, a portaria nº14 de 2015 define uma taxa de registo para as UPACs com injeção de potência na rede. Para um sistema de 100 kW essa taxa é de €250 [36]. Existem ainda outras taxas, menores do que a taxa de registo, relativamente à re-inspeção, à inspeção periódica e ao averbamento de alteração do registo.

## 2.4 Tecnologia de Micro e mini-aerogeradores

O objetivo desta secção é enquadrar a tecnologia eólica utilizada no presente estudo. Após uma abordagem inicial às pequenas turbinas apresenta-se os seus tipos principais, de eixo vertical e eixo horizontal, bem como a curva típica de potência elétrica de uma turbina eólica. Introduzem-se as principais características do aerogerador alvo de análise.

### 2.4.1 Introdução

As crises energéticas observadas ao longo dos anos e o desenvolvimento da tecnologia eólica colocaram a indústria eólica num patamar de desenvolvimento considerável. Este desenvolvimento partiu inicialmente dos aerogeradores de pequenas potências. O seu sucesso, a par de campanhas de atribuição de subsídios para o desenvolvimento da tecnologia eólica, permitiu o aparecimento de aerogeradores cada vez maiores, de maior potência e mais robustos. Hoje em dia, particularmente em Portugal por causa da lei do autoconsumo, as atenções estão de novo voltadas para as turbinas eólicas de pequeno porte [37].

### 2.4.2 Tipos de Turbinas Eólicas

O primeiro pensamento que surge quando se aborda o tópico turbinas eólicas está normalmente associado aos grandes aerogeradores, facilmente visíveis em vários pontos de Portugal. Tal deve-se a uma uniformização da oferta comercial que normalmente apresenta turbinas de eixo horizontal, com rotores de três pás colocados a montante da torre (*upwind*). Contudo a oferta de opções tecnológicas é bastante diversificada principalmente no que concerne às pequenas turbinas eólicas, geralmente classificadas em dois tipos quanto ao seu eixo: rotor de eixo horizontal ou rotor de eixo vertical. Esta classificação, quanto à orientação do rotor, é válida tanto para grandes como para pequenos aerogeradores. [38]

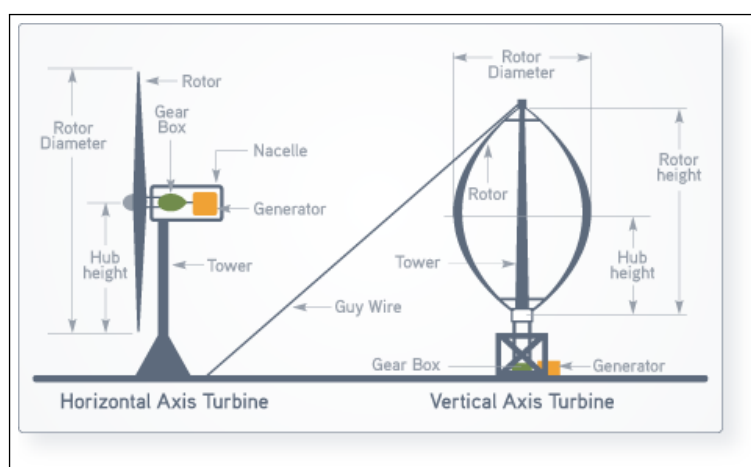


Figura 2.8: Principais tipos de turbinas eólicas, de eixo horizontal (*Horizontal Axis Turbine*) e vertical (*Vertical Axis Turbine*), e a sua constituição típica [4].

### 2.4.2.1 Rotor de Eixo Horizontal

Este tipo de rotor é o mais comum e pode ser avistado com frequência em zonas montanhosas onde existe bom aproveitamento eólico, através da observação dos grandes aerogeradores. *Quas-chning* retrata estes aerogeradores, sujeitos a por forças aerodinâmicas de sustentação(*lift*) e por forças de arrasto(*drag*). Se um aerogerador obstruí a passagem de vento sofre ação de forças que atuam segundo a direção perpendicular do escoamento (forças de sustentação - *lift*) e segundo a direção do escoamento (forças de arrasto - *drag*) [6].

O movimento de rotação das pás deve ser orientado segundo uma posição perpendicular à direção do vento. As turbinas de eixo horizontal existem sobretudo sob dois tipos de construção: duas ou três pás (figura 2.9).



Figura 2.9: Principais tipos de turbinas de eixo horizontal: turbinas de três pás e de duas pás [5].

### Principais Vantagens e Desvantagens dos Aerogeradores de Eixo Horizontal

Para certos modelos de aerogerador este tipo de turbina tem a possibilidade de efetuar um ajuste do ângulo de ataque das pás, possibilitando o controlo de potência. Além do mais, na ocorrência de situações atmosféricas adversas, por norma possui um mecanismo de controlo que minimiza o risco de danos na turbina. A sua instalação e manutenção é cara e complexa, para grandes aerogeradores, sendo frequentemente necessário a abertura de novas vias de acesso no processo de instalação. O transporte especial para estruturas de grande dimensão é bastante dispendioso.

### 2.4.2.2 Rotor de Eixo Vertical

O seu eixo principal, vertical, é perpendicular à superfície da terra. As pás podem ser curvas ou retas e giram em torno do eixo vertical. Para este tipo de turbinas não há a necessidade de haver mecanismo de orientação para os aerogeradores já que estão constantemente orientados na direção predominante do vento, ganhando valor e importância em ambientes complexos, densamente construídos, onde existem fenómenos de vento instáveis. Não necessita de torre, como nos sistemas horizontais, pois o gerador e a caixa de velocidades podem ser colocados no solo [6]. Os

principais tipos de rotores de eixo vertical são: *Darrieus*, *Savonius* e turbinas com torre de vórtices (figura 2.10).

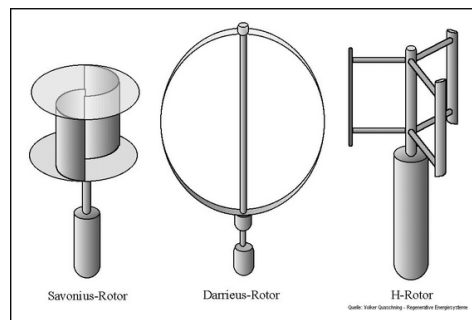


Figura 2.10: Principais tipos de turbinas de eixo vertical [6].

### Principais Vantagens e Desvantagens dos Aerogeradores de Eixo Vertical

Ao contrário dos grandes aerogeradores de eixo horizontal não necessitam de uma grande estrutura e a sua montagem é relativamente simples. Os seus constituintes, nomeadamente o gerador elétrico, entre outros, podem ser colocados diretamente no solo, simplificando o processo de manutenção. A sua eficiência é ainda reduzida quando comparada com os aerogeradores de eixo horizontal, o que torna a sua utilização adequada apenas para situações bastante específicas. Por operarem a uma altura próxima do solo, onde se verificam com frequência ventos instáveis e turbulentos, estão constantemente sujeitos a instabilidade que pode comprometer a segurança e o desempenho da turbina. [6]

### 2.4.3 Constituição de Um Aerogerador de Eixo Horizontal

Um aerogerador de eixo horizontal é constituído, de forma geral, por três partes fundamentais: a torre, o rotor e a cabina ou *nacelle*.

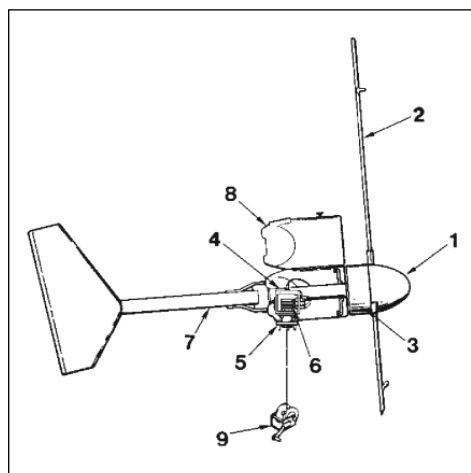


Figura 2.11: Constituição típica de um pequeno aerogerador de eixo horizontal: 1-Rotor (Cubo), 2-Pás do Rotor, 3-Estator do alternador, 4-Veio, 5-Mecanismo de orientação direcional, 6-Escovas e anéis de rotação, 7-Leme, 8-Cobertura da cabina, 9- Manivela para rodar a turbina [7].

A torre é responsável pelo suporte do rotor e da *nacelle* e é normalmente de forma tubular, de aço e/ou betão. O rotor é composto pelas pás do aerogerador e pelo cubo, onde se conectam as pás, sendo norma geral composto por três pás propulsoras. Na *nacelle* encontram-se os sistemas de controlo, de medição e de transmissão mecânica: o gerador elétrico e o mecanismo de orientação direcional. Pode ou não ter caixa multiplicadora de modo a adaptar a frequência do rotor à frequência do gerador, dependendo do tipo de gerador. Caso seja síncrono não necessita de caixa multiplicadora já que consegue acompanhar o aerogerador. Caso seja assíncrono, com velocidade de rotação praticamente constante, necessita de adaptação da velocidade de rotação em relação à velocidade do aerogerador.

#### 2.4.4 Controlo da Potência

Os aerogeradores são projetados para aproveitarem o recurso eólico da maneira mais económica possível, ocorrendo o seu rendimento máximo, normalmente, para velocidades de vento em torno dos 15 m/s. Os ventos fortes podem ser prejudiciais para a segurança de um aerogerador, originando fadiga precoce dos elementos do sistema. Ventos fortes com possibilidade de aproveitamento não ocorrem com a frequência desejada que permita projetar aerogeradores para velocidades de vento mais elevadas, salvo algumas situações específicas, já que obriga ao aumento de robustez do sistema e custo, o que pode levar à inviabilidade económica de um projeto eólico.

Há portanto a necessidade de se limitar o funcionamento da turbina a um valor máximo admissível de velocidade de vento, quer por motivos de segurança ou de eficiência, através do abrandar ou da paragem completa do aerogerador.

##### **Regulação de Potência através do Ângulo de Passo (*Pitch*)**

O controlo de potência através da regulação do ângulo de passo (ângulo de *pitch*) é uma forma de controlo ativo da potência mecânica da turbina. O ângulo de passo, ou o ângulo de ataque das pás, é alterado hidraulicamente aumentando ou diminuindo a velocidade de rotação das pás. Este tipo de controlo, além de permitir um melhor aproveitamento das massas de ar, confere segurança ao sistema aquando da existência de ventos demasiado fortes.

##### **Regulação Passiva por Perda Aerodinâmica (*Stall*)**

O desenho do perfil das pás pode ter uma influência bastante grande no controlo de potência do aerogerador, consistindo num meio passivo de controlo. O seu design aerodinâmico faz com que o aerogerador entre em perda aerodinâmica para velocidades de vento superiores à velocidade nominal, para a qual o aerogerador está projetado.

Confere robustez e fiabilidade ao sistema, já que dispensa a instalação de sistemas complexos de controlo.

##### **Regulação Ativa por Perda Aerodinâmica**

Similar ao controlo de *pitch*, tenta combinar a regulação por controlo de *pitch* com o controlo por perda aerodinâmica. Permite que as pás da turbina rodem favorecendo o aumento do ângulo de ataque, induzindo o efeito de perda aerodinâmica [38].

### Regulação por Orientação Direcional

Controlo feito sobretudo em turbinas de pequeno porte, onde para velocidades de vento muito elevadas a turbina é desviada da direção do vento, colocando-se de perfil, quer seja por meios ativos (através de indicadores de velocidade do vento que coordenam o controlador) ou passivos (com a ajuda do leme) [38].

### Regulação por Inclinação das Pás

Controlo realizado, normalmente, nas turbinas de pequeno porte. Para velocidades de vento altas as pás da turbina têm a capacidade de se inclinarem, ou tombarem, reduzindo a área de varrimento do rotor [39].

## 2.4.5 Pequenas Turbinas Eólicas

Para uma turbina ser considerada 'pequena turbina', a definição mais universalmente aceite exige que a área de captação da energia incidente seja inferior a  $200m^2$  [19]. O seu domínio de aplicação é normalmente o doméstico e por vezes o industrial. Contudo, para além da classificação enquanto pequena turbina, existem sub-classificações adicionais respeitantes à dimensão e orientação do rotor. Quando as pequenas turbinas eólicas se interligam à rede elétrica dizem-se 'interligadas' e podem entregar energia à rede de distribuição. Quando não estão interligadas à rede dizem-se de 'funcionamento em regime isolado' [19].

Tabela 2.1: Sub-classificação de pequenas turbinas eólicas [19].

Sub-classe	Diâmetro do rotor(m)	Área varrida( $m^2$ )	Pu(kW)	Aplicações
Micro turbina	$D < 1.6$	$A < 2$	$P_u < 5$	Domésticas
Mini turbina	$1.6 < D < 5$	$2 < A < 78.5$	$5 < P_u < 50$	Urbanizações e pequenas empresas.
Pequena turbina	$5 < D < 16$	$78.5 < A < 200$	$50 < P_u < 500$	Grandes Urbanizações e PMEs de consumo significativo.

## 2.4.6 Característica Elétrica de uma Turbina Eólica

Corresponde à sua curva de potência típica, onde a potência gerada depende da velocidade de vento existente. As turbinas eólicas são projetadas para produzirem a sua máxima potência, a



potência nominal, a uma determinada velocidade de vento, denominado vento nominal. A curva de potência típica de uma turbina eólica assemelha-se à curva apresentada na figura 2.12.

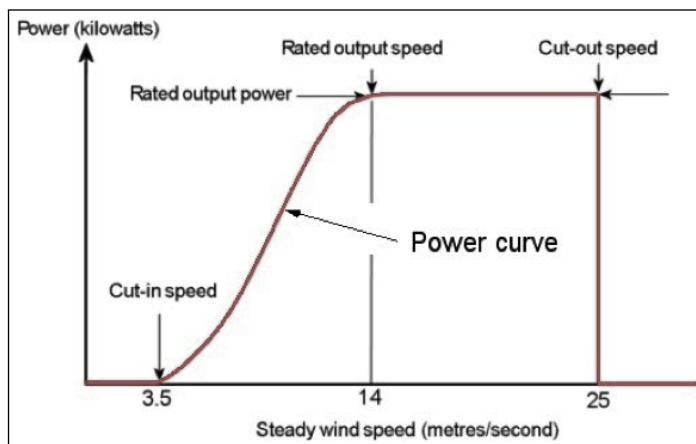


Figura 2.12: Curva típica de potência de uma turbina eólica, em kW, de acordo com a velocidade do vento (m/s) [8].

As turbinas eólicas só entram em funcionamento a partir de um valor mínimo de velocidade de vento (*cut-in speed*), normalmente próximo dos 3.5 m/s, a partir do qual há produção de energia. A sua produção máxima (funcionamento à potência nominal) ocorre quando atinge a velocidade nominal de vento (*rated output speed*), mantendo-se enquanto a velocidade de vento se situa entre a velocidade nominal e a velocidade de corte da turbina (*cut-out speed*). O corte, ou o desligar do aerogerador, pode ocorrer devido a fortes rajadas de vento que comprometem a segurança do equipamento ou devido ao dimensionamento característico da turbina. A característica elétrica de uma turbina é específica e singular.

#### 2.4.7 Aerogerador *nED100*

A UPAC escolhida para o estudo de viabilidade económica a que responde este estudo é o *nED100*<sup>2</sup>, da empresa Galega Norvento. É um aerogerador de tecnologia de ponta, com uma potência nominal de 100 kW, que incorpora os grandes avanços tecnológicos que se verificam na tecnologia eólica nos últimos anos. As suas principais características encontram-se na tabela 2.2.

Tabela 2.2: Especificações gerais do aerogerador *nED 100*, da Galega Norvento [9].

<b>Potência nominal(kW)</b>	100
<b>Diâmetro do rotor(m)</b>	22 / 24
<b>Altura de posicionamento do cubo(m)</b>	24.5 / 29.5 / 36
<b>Rajada máxima(m/s)</b>	52.5
<b>Vida útil</b>	20 anos
<b>Config. Rotor</b>	3 pás a barlavento ( <i>upwind</i> )
<b>Ligação à rede</b>	400V A.C. (50/60 Hz)

<sup>2</sup>[http://media.wix.com/ugd/856e88\\_bda14268b2024488888628cbf00f599d.pdf](http://media.wix.com/ugd/856e88_bda14268b2024488888628cbf00f599d.pdf)

Para além das especificações gerais presentes na tabela 2.2 destacam-se outras. As pás do *nED100* são de fibra de vidro, o gerador é do tipo síncrono de ímanes permanentes. Possui acionamento direto, evitando o uso de caixa multiplicadora e sistemas hidráulicos. A ausência de caixa multiplicadora incrementa os índices de fiabilidade do sistema e reduz a manutenção necessária, uma vez que elimina o uso de óleos lubrificantes e o circuito de lubrificação e refrigeração. O controlo de potência é feito através da variação do ângulo de passo, por controlo ativo e possui ainda um sistema de orientação em relação à direção do vento, bem como um grupo de alimentação auxiliar.

As curvas de potência presentes na figura 2.13, para as duas variantes de rotor do *nED100*, ditam o modo de funcionamento do aerogerador.

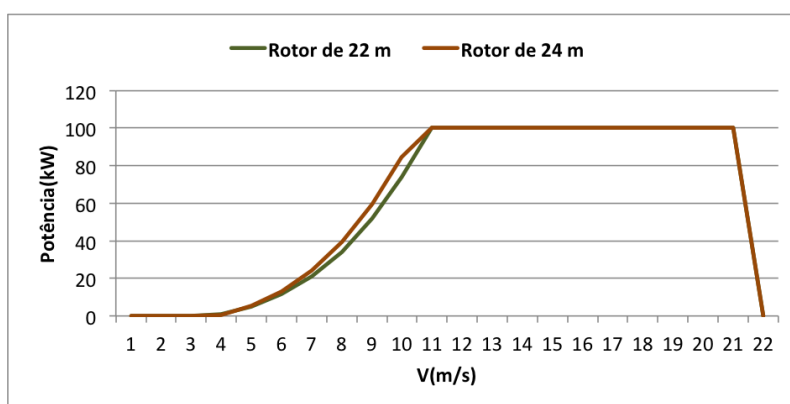


Figura 2.13: Característica elétrica do *nED100*, de acordo com a velocidade do vento (m/s) e diâmetro de rotor (m). *cut-in speed* -  $\sim 3$  m/s; *rated output speed* - 10 m/s; *cut-out speed* - 20 m/s; Densidade do ar standard:  $1.225 \text{ Kg/m}^3$  [9].



Figura 2.14: Aerogerador *nED100* (fonte dos dados: [www.norvento.com](http://www.norvento.com)).

### 2.4.8 Resumo

O aerogerador escolhido para este estudo é o *nED100*, da empresa Norvento, de eixo horizontal e com uma potência nominal de 100 kW. Pode funcionar através de dois tamanhos diferentes de rotor, com 22 ou 24 metros de diâmetro. Dada a sua potência nominal pode ser considerado uma pequena turbina. Prevê o seu funcionamento para diferentes alturas do cubo do rotor em relação ao nível do solo.

## 2.5 Avaliação do Potencial Eólico

Esta secção aborda o tópico de avaliação do potencial eólico local e é desenvolvida em consonância com o esquema 2.15.

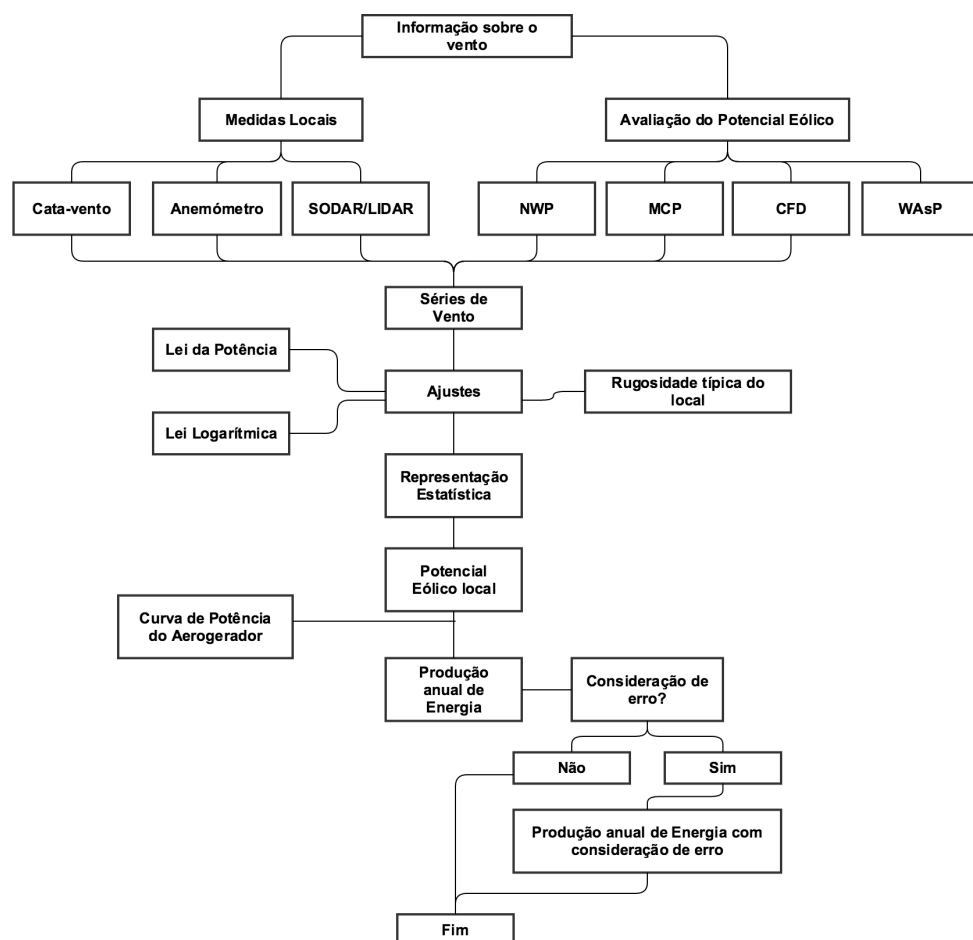


Figura 2.15: Esquema da organização seguida no desenvolvimento da secção Avaliação do Potencial Eólico.

### 2.5.1 Introdução

A correta avaliação do potencial eólico é um passo muito importante, se não o mais importante, na tomada de decisão de implementação de um sistema de aproveitamento eólico, e está relacionada com o conhecimento das características locais de vento, principalmente a nível da sua velocidade e direção predominante. O estado da arte na avaliação do potencial eólico baseia-se nos métodos ditos tradicionais, que se servem das observações colhidas ao nível local [40]. Constituem o método mais fiável para uma avaliação realista, significando maior certeza no potencial eólico existente e menor risco de investimento, apesar de algumas contrapartidas, nomeadamente ao nível dos elevados custos, da disponibilidade e qualidade dos dados e ainda da necessidade de se monitorizar um potencial local por um período de tempo considerável.

Surge então a necessidade de conhecimento prévio dos regimes de vento locais, pelo menos numa fase preliminar, a partir de outras soluções [41]. Para além dos métodos tradicionais existem métodos e modelos computacionais, que resolvendo as equações relativas à atmosfera conseguem prever as condições de vento local com mais ou menos rigor, constituindo os modelos de previsão.

São as características do vento, direção e velocidade, que ditam a sua real potência em termos de aproveitamento energético. Estas características de vento são influenciadas por vários fatores (secção 2.5.2).

### 2.5.2 Principais Fatores Influentes no Perfil de Vento

A velocidade de vento diminui quando o vento alterna entre um terreno liso, sem rugosidade, e um terreno repleto de vegetação, com rugosidade. Normalmente, à medida que o vento se afasta do nível do solo em direção à atmosfera ganha velocidade. A própria orografia do terreno afeta as características do vento, em zonas montanhosas, por norma, o vento é mais forte do que em zonas mais próximas do nível do mar. Alguns dos principais fatores que mais influenciam a velocidade e direção do vento encontram-se compactados na tabela 2.3.

Tabela 2.3: Alguns dos principais fatores que influenciam o perfil de vento

Fatores que influenciam o perfil de vento
Orografia
Rugosidade
Obstáculos
Brisa marítima/Proximidade ao mar
Fatores temporais

#### 2.5.2.1 Orografia

A orografia local, ou relevo característico local, constitui um dos principais fatores com influência na velocidade e direção de vento. Os tipos mais complexos e relevantes para a produção de energia eólica são os de montanha, de cumeada, de falésia e as depressões [42].

A figura 2.16 pretende demonstrar que o escoamento atmosférico é afetado pela orografia local, o vento sofre uma grande inclinação quando passa na encosta da colina sendo a massa de ar compactada na superfície lateral, originando maiores velocidades de vento no cume. A jusante do cume o vento expande-se, podendo originar fenómenos turbulentos. [43].

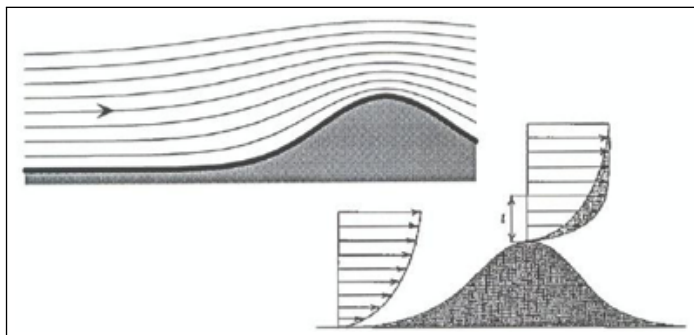


Figura 2.16: Influência da orografia na velocidade e direção do vento [10].

### 2.5.2.2 Rugosidade

A direção e a velocidade do vento são afetados pelo tipo de superfícies que o vento percorre. A rugosidade pode ser entendida como o tipo de ocupação do solo. As características de uma zona florestal e de uma planície alongada afetam diferentemente os perfis de vento, naturalmente à zona florestal está associada uma maior rugosidade, isto é, um maior atrito entre a superfície do solo e a massa de ar. A rugosidade de um determinado local é fruto da dispersão dos seus elementos: quanto mais densos e altos forem os elementos de um local maior será. Alguns comprimentos de rugosidade, de acordo com o tipo de superfície de terreno, podem ser consultados a partir da tabela 2.4.

Tabela 2.4: Comprimento da rugosidade  $Z_0$  para vários tipos de superfície [20].

Tipo de superfície	$Z_0$ [m]
Areia	0.0001-0.001
Neve	0.001-0.006
Erva(0.01m)	0.001-0.01
Erva baixa, estepe	0.01-0.04
Campo de pousio	0.02-0.03
Erva alta	0.04-0.1
Pequenas árvores, caniçais	0.1-0.3
Pinhal(altura média das árvores 15m); uma árvore por cada $10m^2$	0.9 – 1
Subúrbios de cidades, aldeias com distribuição urbanística esparsa	0.2-0.4
Subúrbios, aldeias densamente construídas, cidades	0.8-1.2
Centros de grandes cidades	2-3

A figura 2.17 caracteriza as alterações que sofre um perfil de vento quando alterna entre duas superfícies, cada uma com a sua rugosidade típica. O comprimento de rugosidade  $Z_1$  é maior do

que Z2, o que provoca uma alteração no perfil vertical da velocidade do vento. Há uma transferência de velocidade da parte inferior do perfil de vento para a parte superior, quando o vento alterna de Z1 para Z2, graças ao atrito superficial [11].

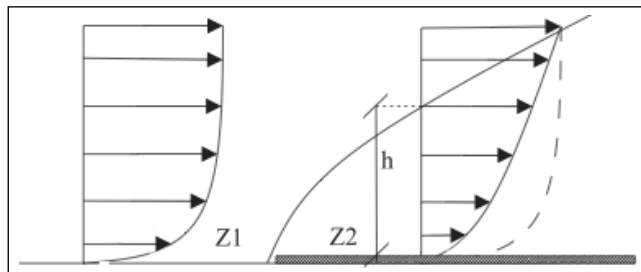


Figura 2.17: Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento [11].

A figura 2.18, composta por três zonas distintas, caracteriza o modo em como o perfil vertical da velocidade de vento é afetado consoante o tipo de rugosidade que encontra e de acordo com a altura dos elementos que compõe a rugosidade típica local. *City Core* diz respeito ao centro das grandes cidades e à sua rugosidade típica, *Outskirts* remete para as zonas suburbanas e *Open Land* para zonas de campo e aldeia. As características de centro de cidade provocam um maior atrito à passagem de vento, já que o seu grau de rugosidade é superior ao das zonas suburbanas e das zonas de campo. Para um mesmo perfil de vento o gradiente de velocidade de vento, para uma altura próxima da do nível do solo, é inferior na zona de grande cidade significando que a rugosidade afeta de maneira severa o perfil vertical de vento.

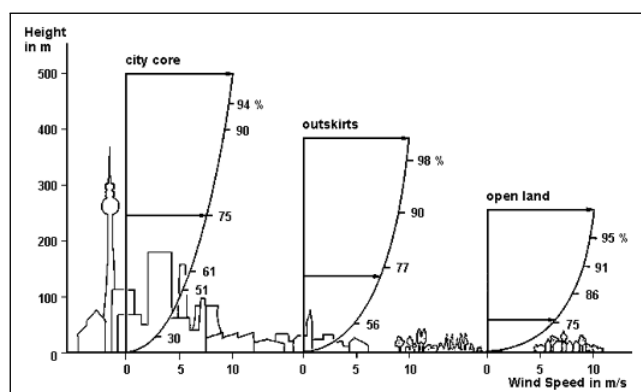


Figura 2.18: Velocidade de vento, consoante o tipo de rugosidade que enfrenta. No eixo das abcissas encontra-se a velocidade do vento(m/s). No eixo das ordenadas encontra-se a altura(m) [12].

A velocidade de vento próximo do nível do solo atinge valores baixos. Para as zonas suburbanas e zonas de campo o gradiente da velocidade de vento, para alturas próximas das do nível do solo, é maior. O perfil de vento para estas zonas é menos afetado do que quando enfrenta um ambiente densamente construído, característico de uma grande urbe.

### 2.5.2.3 Presença de obstáculos

Os obstáculos podem causar uma mudança abrupta na velocidade e direção de vento, já que constituem um entrave à sua passagem. Podem ser uma formação rochosa, edificações, um agrupamento denso de árvores, entre outros, desde que a distância em relação ao ponto de observação seja pequena [44]. O grau de influência depende da sua própria geometria, porosidade característica ou da distância entre obstáculos. Uma forte presença de obstáculos pode indicar perdas significativas ao nível do potencial eólico, devido à variação da velocidade e direção do vento.

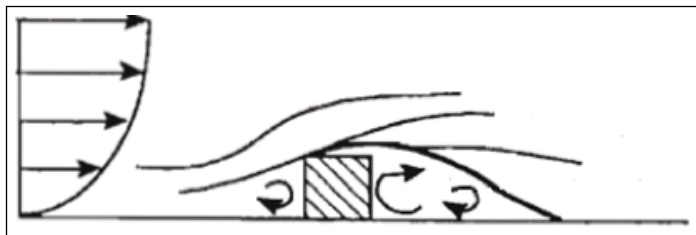


Figura 2.19: Caracterização dos efeitos de um obstáculo no perfil de vento [13].

Através da figura 2.19 é possível entender alguns dos efeitos causados pelos objetos nos perfis de vento. A massa de ar que embate no obstáculo sofre uma mudança abrupta, quer ao nível da direção quer ao nível da velocidade, no momento de impacto. A montante e a jusante do obstáculo formam-se ventos bastante turbulentos.

Deve-se tomar especial atenção à presença de obstáculos próximos do local de instalação do sistema de produção de energia eólico para que se evite perdas de energia dos perfis de vento, em particular se os objetos estão na direção predominante do regime de ventos [45].

### 2.5.2.4 Brisa marítima/Proximidade ao mar

A brisa marítima, presente nas linhas costeiras, forma-se devido à diferença de temperatura existente em mar e em terra e manifesta-se através de vento proveniente do mar em direção à costa.

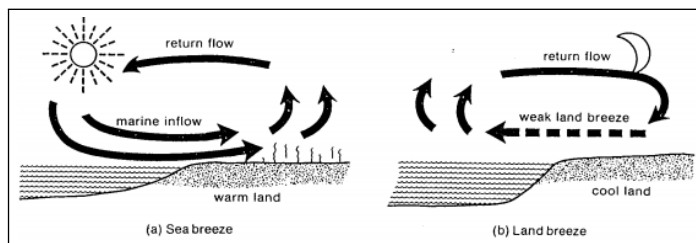


Figura 2.20: Caracterização do fenômeno de brisa marítima (a) e debrisa de terra (b) [14].

Surge de forma mais expedita ao longo dos dias quentes, quando a diferença de temperatura entre mar e terra é maior, fazendo-se sentir, por norma, ao final da manhã. Atingem o seu pico ao princípio da tarde. À noite a diferença de temperatura tende a desaparecer graças ao arrefecimento da temperatura em terra, podendo originar-se o fenômeno inverso: a brisa de terra. As brisas de

terra não são, em geral, tão fortes quanto as brisas marítimas, já que as diferenças de temperatura, para as diferentes alturas do dia em que surgem, são menores na origem das brisas de terra. Nas zonas costeiras Portuguesas podem atingir valores típicos de velocidade entre os 6 e os 13m/s, constituindo um fenómeno importante a ser considerado no *micrositing* de turbinas eólicas [46].

### 2.5.2.5 Fatores Temporais

O vento segue padrões típicos que podem ser anuais, inter-anuais, diários e até de curto-prazo. As variações que ocorram nestas janelas temporais causam flutuações na produção de energia eólica.

#### Inter-anuais

As variações inter-anuais da velocidade de vento ocorrem para janelas temporais superiores a um ano.

A figura 2.21 sugere que o vento segue padrões a uma escala inter-anual, dada a disposição em 'dente de serra' da frequência da velocidade média, ao longo dos anos. Tal variabilidade tem um forte impacto na produção anual de energia de uma turbina, originado anos em que há maior produção de energia do que outros. Caso haja possibilidade os estudos de vento locais devem ser realizados para janelas temporais alargadas de forma a incluírem as flutuações inter-anuais.

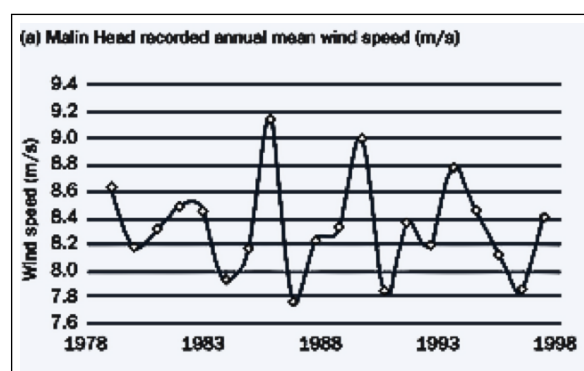


Figura 2.21: Gráfico da Variação inter-anual da velocidade média do vento, em Malin Head (Irlanda). No eixo vertical encontra-se a velocidade média do vento(m/s) [15].

#### Anuais, Diários e de Curto-prazo

Os padrões da velocidade média do vento, para estas três janelas temporais, podem ser observados e compreendidos através de um espectro de frequência da velocidade do vento, que caracteriza a frequência de ocorrência de uma determinada velocidade de vento a uma dada altura do ano, permitindo a identificação de padrões no seu comportamento.

A partir dos dados provenientes da figura 2.22 é possível concluir que existem claramente três picos que indicam a existência de padrões de vento a uma escala anual, a uma escala semanal e ainda a uma escala de tempo da ordem do minuto. Já ao longo de um dia ocorrem várias flutuações na velocidade do vento, sendo mais difícil a identificação de padrões. Estas flutuações podem ser



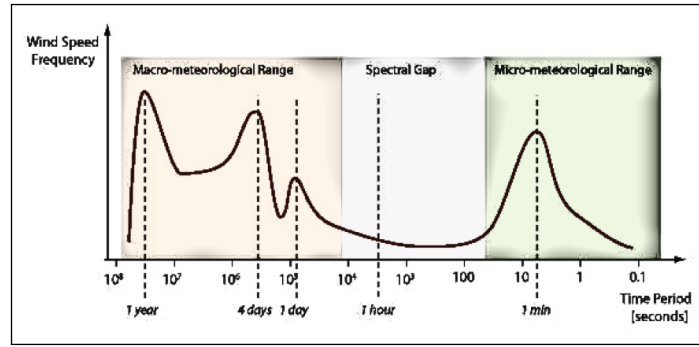


Figura 2.22: Espectro de frequência da velocidade do vento, típico, para diferentes escalas temporais: 1 ano, 4 dias, 1 dia, 1 hora e 1 minuto [16].

causadas pelo ciclo de radiação solar diário, que afeta a temperatura ambiente ao longo do dia e consequentemente a velocidade do vento [47]. O pico existente para a escala temporal do minuto pode ser explicado pela existência constante de fenómenos de rajada, onde ocorrem os fenómenos de turbulência [16].

### 2.5.3 Extrapolação Vertical da Velocidade de Vento

As medições de vento efetuadas num local devem ser realizadas à mesma altura a que operará a turbina eólica, para que seja possível caraterizar mais fielmente o potencial de vento existente em concordância com as condições de operação do aerogerador. Caso não seja possível, e existam medições/previsões para o local alvo de análise mas para uma altura diferente da que opera a turbina eólica, há possibilidade de se transpor verticalmente a velocidade de vento. As duas maneiras mais comuns de o fazer são através da Lei da Potência e da Lei Logarítmica [48, 49]. A Lei da Potência é a mais simples e fácil de utilizar (equação 2.5).

$$V(Z) = V(Z_r) \times \frac{Z^n}{Z_r^n} \quad (2.5)$$

- $V(Z_r)$  = Velocidade de vento à altura de referência (m/s);
- $V(Z)$  = Velocidade de vento à altura desejada (m/s);
- $Z_r$  = Altura de referência(m);
- $Z$  = Altura desejada (m);
- $n$  = Parâmetro diretamente associado à rugosidade típica da superfície;

O expoente  $n$  carateriza o tipo de superfície e varia tipicamente entre 0 e 0.4. O seu valor depende de vários fatores: da altura do ano em que é medido, do tipo de terreno, da temperatura e da elevação do terreno, entre outros.

Tabela 2.5: Expoente  $n$  para diferentes tipos de superfície [21].

Tipo de superfície	$n$
Superfície lisa, lago ou oceano	0.10
Relva	0.14
Vegetação rasteira (até 0.3m)	0.16
Arbustos	0.20
Árvores, construções ocasionais	0.22 – 0.24
Áreas residenciais	0.28 – 0.40

A Lei Logarítmica (equação 2.6) efetua também, de forma mais complexa, a transposição vertical de valores de velocidade de vento. A sua formulação contempla o comprimento da rugosidade  $Z_0$  (tabela 2.4).

$$V(Z) = V(Z_r) \times \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_r}{Z_0}\right)} \quad (2.6)$$

- $V(Z_r)$ =Velocidade à altura de referência;
- $V(Z)$ =Velocidade à altura desejada;
- $Z_r$ =Altura de referência;
- $Z$ =Altura desejada;
- $Z_0$ =Comprimento de rugosidade do local, em metros;

#### 2.5.4 Medidas Locais

Uma das formas de se avaliar o potencial eólico de um local passa pela medição local do vento. Atualmente, o estado da arte na avaliação do potencial eólico é baseado nos métodos tradicionais que utilizam a informação registada a nível local [40]. Para conferir maior rigor às medidas registadas o período de observações não deve ser inferior a um ano. As observações locais podem ter diferentes proveniências, destacando-se para esse fim a utilização do Cata-vento, do Anemómetro e do SODAR/LIDAR.

##### Cata-vento e Anemómetro de Copos

O cata-vento é utilizado na determinação da direção do vento e a sua forma mais comum é a apresentada na figura 2.23. O seu funcionamento é bastante simples, o cata-vento está constantemente à procura do equilíbrio estando a sua orientação segundo a direção do vento. A informação que recolhe é convertida num sinal elétrico, através de um potenciómetro instalado no eixo do cata-vento, a fim de ser processada e analisada [50].

O instrumento mais utilizado e característico na medição da velocidade do vento é o anemómetro de copos. Converte o vento em movimento de rotação através das suas superfícies côncavas,

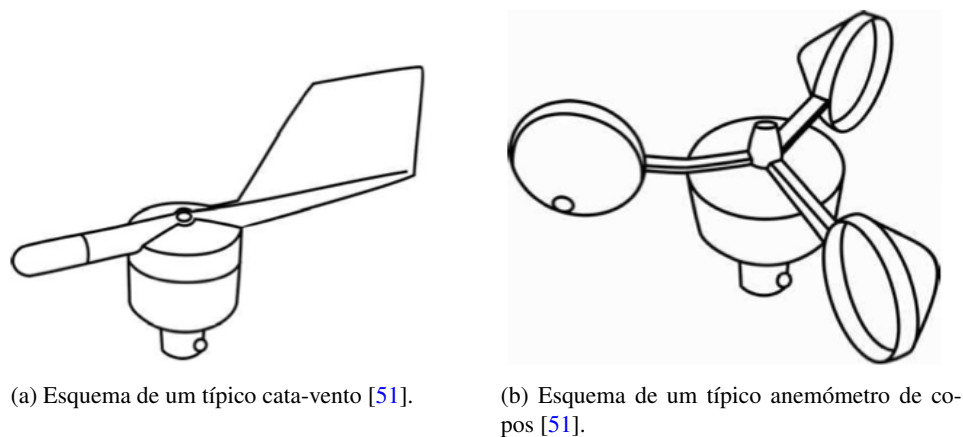


Figura 2.23: Instrumentos utilizados nas observações locais de regimes de vento.

transformando o movimento de rotação em sinal elétrico, que é posteriormente processado e analisado [50].

### **SODAR e LIDAR**

O *SODAR* e o *LIDAR* são dois instrumentos meteorológicos com capacidade de traçar o perfil do vento, ao nível da sua velocidade e direção, com funcionamento similar ao de um radar. O *SODAR*, para traçar o perfil de vento, emite pulsos sonoros verticais que chocam com as partículas de ar, sendo captados de volta pelo instrumento. Através da medição da dispersão das ondas sonoras consegue traçar o perfil do vento. É vulgarmente tratado como radar acústico.

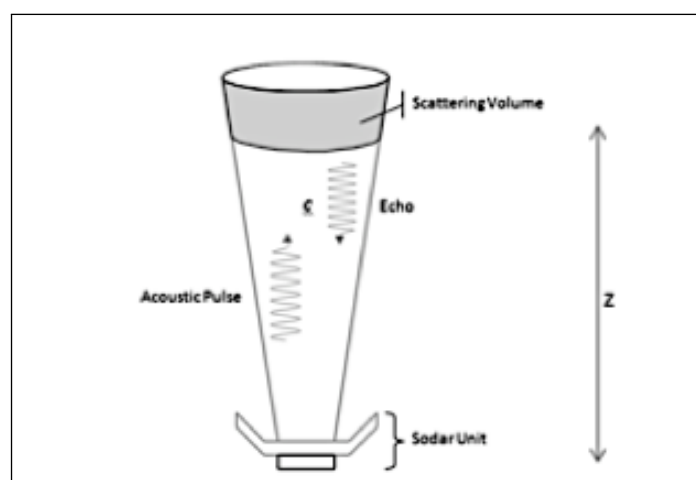


Figura 2.24: Esquema de funcionamento de um SODAR.  $t$  corresponde ao tempo de subida e descida do pulso,  $c$  à velocidade do som e  $Z$  à altura onde são efetuadas as medições [17].

Quanto ao *LIDAR* o seu funcionamento é bastante idêntico ao do *SODAR*, mas em vez de utilizar a dispersão de ondas sonoras utiliza o conceito de reflexão da luz. Estes dois tipos de instrumentos são mais frequentemente utilizados em zonas remotas ou de elevada turbulências.

### 2.5.5 Modelos para Avaliação do Potencial Eólico

Existem vários modelos para previsão de vento. Os principais são os modelos numéricos de previsão *NWP* (*Numerical Weather Prediction*) e os modelos de avaliação de potencial eólico de microescala, *WAsP* e *CFD* (*Computacional Fluid Dynamics*). Existe ainda o método *MCP* (*Measure Correlate Predict*).

### 2.5.6 Modelos de Previsão *NWP*

São capazes de resolver as equações de dinâmica de fluídos que descrevem o comportamento das variáveis meteorológicas, modelando e prevendo as condições meteorológicas com recurso à computação. Podem ser agrupado em duas grandes categorias sendo a grande diferença a resolução de escala a que operam.

- Modelos Globais;
- Modelos de Mesoescala;

#### Modelos Globais

O seu âmbito é o globo inteiro e são essenciais pois constituem a espinha dorsal da previsão meteorológica, sendo responsáveis pela massiva assimilação de dados provenientes das mais diversas fontes de observações meteorológicas [22]. A assimilação computacional das observações resultam na formação do estado inicial do modelo de previsão, um estado mais conhecido como '*análise*'. Nos últimos anos os modelos globais *NWP* tornaram-se na fonte principal de dados climatológicos através do lançamento de mapas atmosféricos 3-D, recorrendo não ao conceito de '*análise*', mas sim de '*re-análise*'. A '*re-análise*' reutiliza dados de previsões feitas no passado, assimilando um grande conjunto de dados no processo de uma previsão. [52] Estes modelos, por processarem quantidades enormes de dados, são bastante exigentes a nível computacional.

Tabela 2.6: Síntese dos principais modelos globais existentes [22].

Modelo Global	Desenvolvido por:
<i>GFS</i>	<i>NOAA</i> (E.U.A.)
<i>NOGAPS</i>	<i>USN</i> (E.U.A.)
<i>GEM</i>	<i>RPN, MRB, e CMC</i>
<i>IFS</i>	<i>ECMWF</i>
<i>UM</i>	<i>UK Met Office</i>
<i>GME</i>	<i>DWD</i>
<i>ARPEGE</i>	<i>Météo-France</i>

Os modelos apresentados na tabela 2.6 diferem, principalmente, no tipo de métodos numéricos utilizado (fora do âmbito de análise desta dissertação).

### Modelos de Mesoescala

Os modelos de mesoescala operam a uma menor escala de resolução quando comparados com os modelos globais. São capazes de operar a nível regional, em vez de global, com uma maior precisão. A escala utilizada pelos modelos de mesoescala varia entre um a centenas de quilómetros [22]. Os modelos de mesoescala não respondem à necessidade exigida pelo *micrositing* de sistemas eólicos, dada a escala de resolução que apresentam, uma vez que não têm a capacidade de caraterizar fenómenos de vento locais (de microescala).

Tabela 2.7: Síntese dos principais modelos de mesoescala existentes.

Modelo de Mesoescala	Desenvolvido por:
<i>Eta</i> [53] <i>Hirlam</i> [54] <i>ALADIN</i> [55] <i>MM5</i> [22] <i>WRF</i> [56] <i>RAMS</i> [57] <i>AROME</i> [58]	<i>NMC</i> (E.U.A.) Consórcio Europeu Cientistas de 15 países diferentes. <i>PSU/NCAR</i> (E.U.A.) Consórcio de entidades (E.U.A.) <i>Colorado State University</i> <i>Vários parceiros Europeus</i>

Contudo são ideais para o mapeamento do recurso eólico de vastas áreas, contribuindo para um estudo preliminar das condições de vento existentes numa determinada região antes de se efetuarem estudos de medição mais minuciosos. Os principais modelos de mesoescala, mais utilizados e mencionados, são o *MM5* e o *WRF* [59, 60].

### 2.5.7 Modelos de Microescala

Os modelos de microescala permitem avaliar o comportamento do vento a um nível local, operando com uma resolução típica que vai desde o metro até, tradicionalmente, dois quilómetros.

#### WAsP

Destaca-se o modelo linear *WAsP* (*Wind Atlas Analysis and Application Program*), estado da arte ao longo dos últimos 20 anos na avaliação do recurso eólico local [61]. Foi desenvolvido pelo laboratório *Risø*, na Dinamarca, no final dos anos 80, e a sua aplicação resultou no primeiro mapeamento do recurso eólico no espaço da Comunidade Europeia. É capaz de gerar mapas eólicos a partir da generalização dos dados observáveis. Por não ter em conta a complexidade do terreno, que afeta de forma significativa o perfil dos ventos, foi desenvolvido preferencialmente para locais onde não existe uma grande complexidade do terreno e onde os efeitos não lineares do vento são menos frequentes, tornando-se a aplicabilidade em ambiente urbano seriamente limitada. Todavia exige uma reduzida capacidade computacional e é provavelmente o modelo mais

amplamente utilizado pela indústria [62]. São ideais para mapear o recurso eólico de um local e para estimar a produção anual de energia elétrica em locais onde a complexidade do terreno seja diminuta. Sobrestimam, contudo, com frequência, o potencial eólico em zonas urbanas [63].

### **Modelos CFD**

Baseiam-se em metodologias de dinâmica computacional de fluídos e são capazes de descrever de forma mais precisa o escoamento atmosférico em ambiente urbano [64].

Os modelos *CFD* (*Computational Fluid Dynamics*) são não-lineares. Tratam com condições adversas de ocupação solo, como zonas de floresta ou prediais, começando recentemente a ser utilizados com maior frequência na avaliação do potencial eólico em ambiente urbano, dado o comportamento deficiente dos modelos lineares (como o WAsP), constituindo o estado da arte no modelamento do vento em redor das cidades e prédios [62]. O principal obstáculo à utilização deste modelo reside nos elevados custos computacionais.

### **2.5.8 Método MCP**

Permite prever o regime de ventos de um local de interesse a partir do regime de ventos de outro local (próximo). Necessita que ambos os locais possuam medições de curto-prazo, para uma mesma janela temporal (período mínimo de um ano), bem como que o local a partir do qual se faz a previsão para o local de interesse possua já observações de longo prazo. As observações de curto prazo e de longo prazo sofrem uma análise a fim de se encontrar uma correlação, possibilitando a previsão do regime de ventos no local de interesse [65].

Esta técnica é muito útil quando não existem observações locais ou quando alguns dados relativos às séries de vento locais, por algum motivo, não são registados.

### **2.5.9 Ajuste de Séries de Registos de Vento**

As séries de registos de vento provenientes dos modelos de previsão não têm informação acerca da complexidade da superfície terrestre. Como já analisado na secção 2.5.2 a rugosidade típica do solo tem bastante influência no perfil de vento. A distância ao solo a que são efetuadas as previsões/medições de vento nem sempre se encontram adequadas à altura a que é posicionado o cubo do rotor do aerogerador. Torna-se necessário extrapolar verticalmente a velocidade de vento para uma altura pretendida, adequando-se as séries de registos de vento às características locais. Estes ajustes podem ser feitos, mais vulgarmente, através da Lei da Potência e da Lei Logarítmica, previamente abordadas na secção 2.5.3.

### **2.5.10 Representação das Séries de Registos de Vento**

O vento deve ser representando de forma a que seja possível determinar o seu potencial eólico. A velocidade de vento ao longo de um período de tempo segue uma curva de distribuição

de probabilidade semelhante às distribuições de Weibull e Rayleigh que constituem algumas das possíveis representações dos regimes de vento [66].

### 2.5.10.1 Distribuição Weibull

A distribuição de Weibull permite agrupar o vento de acordo com a sua velocidade e frequência de ocorrência. Permite a representação estatística do regime de ventos de um local, constituindo o método mais utilizado no tratamento estatístico de histogramas de comportamento de ventos. Esta distribuição é caracterizada por dois parâmetros:  $k$  e  $A$ .

A probabilidade de se registar uma determinada velocidade de vento é dada por:

$$g(V) = \frac{k}{A} \times \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \times e^{\left(-\frac{V}{A}\right)^k} \quad (2.7)$$

- $k$  - fator de forma da distribuição dos ventos(adimensional);
- $A$  - fator de escala que depende da velocidade média do vento(m/s);
- $V$  - velocidade de vento(m/s);

O fator de forma  $k$  fornece informação quanto à uniformidade da distribuição e à forma da curva, representando a dispersão dos valores de velocidade em relação à velocidade média de vento. Quanto maior for o valor de  $k$  maior é a dispersão. Para  $k = 1$  a distribuição degenera numa distribuição exponencial negativa.

A distribuição de Weibull possui algumas vantagens que a tornam tão largamente utilizada. É uma distribuição de apenas dois parâmetros e que na grande maioria dos casos providência uma distribuição que se adequa aos dados observados. Caso os parâmetros da distribuição de Weibull sejam conhecidos para uma determinada altura, podem ser ajustados para qualquer altura desejada [67]. É possível ainda determinar a velocidade média de vento.

A sua correta determinação é muito importante para uma fiel caracterização do regime de ventos.

### 2.5.10.2 Distribuição de Rayleigh

A distribuição de Rayleigh surge quando  $k = 2$  na equação 2.7. O fator de escala assume a forma:

$$A = \frac{2V}{\sqrt{\pi}} \quad (2.8)$$

A distribuição de Rayleigh possui algumas limitações, especialmente quando as velocidades de vento são elevadas. *Weibull* ajusta-se melhor às séries de vento e é mais utilizada pela comunidade científica do que a distribuição de *Rayleigh* [68–71].

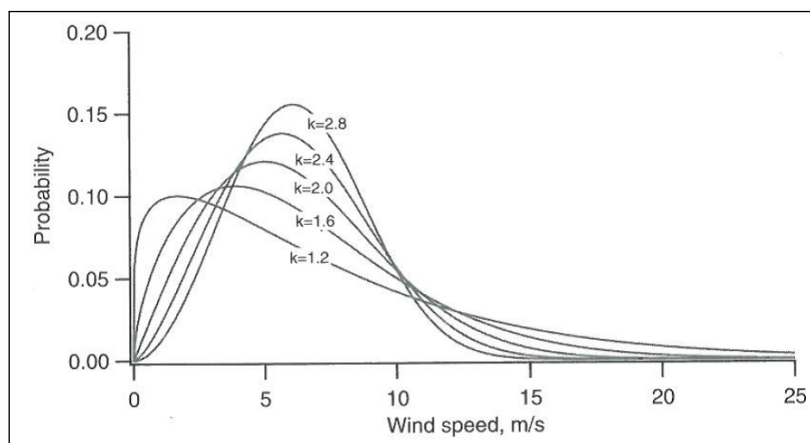


Figura 2.25: Distribuição de probabilidade de Weibull para vários fatores de forma  $k$ . Velocidade média é de  $8\text{ m s}^{-1}$  [13].

### 2.5.10.3 Rosa de Ventos

Permite condensar a informação acerca das diferentes direções e intensidades do vento que ocorrem por um período de tempo, num determinado local. A representação é feita através de histogramas polares de frequência de ocorrência. Encontra-se dividida em 16 intervalos idênticos, de  $22.5^\circ$  cada. Permite perceber a direção predominante de vento ajudando na determinação da orientação do aerogerador, concordante com a direção dos ventos predominantes.

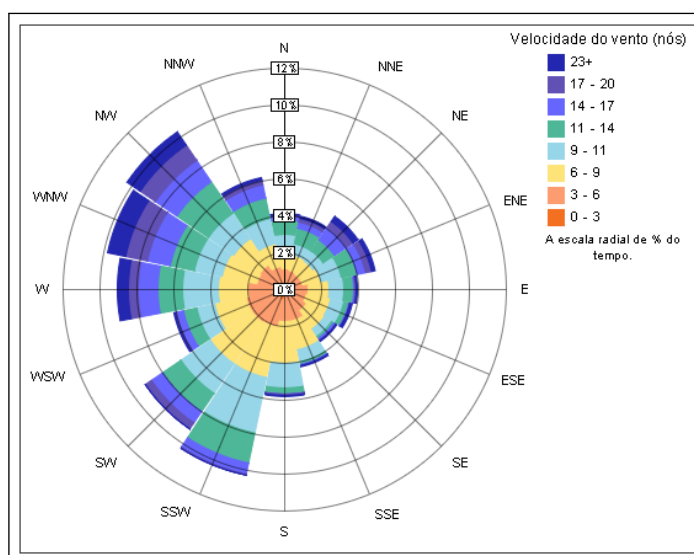


Figura 2.26: Rosa de ventos anual por frequência de ocorrência de velocidade de vento e por quadrante [18].



### 2.5.11 Cálculo de Produção da Energia Eólica Anual

Caso se represente o regime de vento de um local através da distribuição de Weibull ou Rayleigh a estimativa de produção de energia calcula-se através da curva de potência de um aerogerador,  $P(V)$ , e da função de distribuição do vento,  $g(V)$  (equação 2.9).

$$E_g = \int_0^{\infty} g(V) \cdot P(V) dV \quad (2.9)$$

Caso não se recorra às distribuições de Weibull ou Rayleigh para representar estatisticamente as séries de vento e se opere directamente com os valores de velocidade das séries de vento, a fórmula utilizada para o cálculo da energia gerada sofre algumas alterações (equação 2.10). A energia gerada anualmente é obtida através do somatório do produto entre a curva de potência do aerogerador pelo período horário durante o qual há vento.

$$E_g = \sum_{n=1}^t \Delta t \times P(V) \quad (2.10)$$

### 2.5.12 Erro Associado aos Modelos de Previsão

A energia anual produzida é o fator técnico-económico mais importante na avaliação de um projeto eólico [72], já que uma avaliação imprecisa aumenta o risco de investimento. As incertezas na avaliação do potencial eólico podem provir fundamentalmente de quatro fontes [73]:

- Medição da velocidade do vento;
- Estimação do recurso a longo-prazo;
- Variabilidade do recurso eólico;
- Avaliação das características locais;

As séries de registos de vento obtidas através dos modelos *NWP* contêm erros de previsão [74]. Em particular, o modelo de mesoescala *WRF* não tem em consideração a rugosidade do terreno, já que encara a superfície terrestre como um campo liso, desprovido de rugosidade ou obstáculos. No processo de adequação das séries de registo de vento às condições locais, através do processo de extrapolação da velocidade vertical do vento, também existe uma quantidade de erro associada. Assim sendo, a estimativa de cálculo da produção de energia anual deve ser afetado pelo erro proveniente das fontes de informação.

A determinação do nível de erro do *WRF* é baseada em diversos estudos que avaliam a precisão do modelo através da comparação das previsões em relação às observações locais. Os estudos feitos têm em consideração o erro absoluto médio (*MAE*), o erro quadrático médio (*RMSE*), o

*BIAS* e o *STDE* (desvio de padrão do erro). O *MAE* mede o erro absoluto médio, o *RMSE* mede o desvio entre o vento simulado e o observado para  $N$  pares de casos, o *BIAS* avalia o erro sistemático proveniente dos dados e o *STDE* permite concluir se o nível de erro é ou não influente na previsão. O *RMSE* e o *MAE* medem o quão próximo a previsão se encontra dos valores observados. Quanto mais próximos de zero estes indicadores estiverem mais precisa é a previsão. Um *BIAS* superior a zero significa que a previsão sobrestima os valores da velocidade de vento. Um *BIAS* inferior a zero significa que a previsão subestima os valores de velocidade de vento.

Os estudos confirmam que o erro é maior para zonas com alta complexidade de terreno. Constata-se que o modelo *WRF* tende a subestimar a velocidade de vento à medida que se verifica um aumento real de velocidade de vento. Já para baixas velocidades de vento verificadas o modelo segue uma tendência de sobrestimação [75–77]. Numa conferência em Shangai, a RISO<sup>3</sup> defende que os modelos de mesoescala desenvolvidos pelo *NCEP/NCAR*, no qual se insere o *WRF*, tem um erro associado à previsão da velocidade do vento entre 10% e 20% [78]. Já Weir conclui que o modelo *WRF* tem um erro de 3.5% para terrenos moderadamente complexos e um erro na ordem dos 13% para zonas de terreno complexo [79]. A partir de um outro estudo de sensibilidade do modelo *WRF* para terrenos de diferente complexidade, em Portugal, conclui-se que as previsões em terreno de maior complexidade estão sujeitas a maior erro. *Badger* e *Mortensen* indicam um *MAE* de 7% entre as previsões e as observações, a 100 m de altitude do nível do solo [80].

### 2.5.13 Erro Associado à Extrapolação Vertical de Velocidade

Um estudo levado a cabo por Lackner indica que o erro quadrático médio associado à Lei da Potência é de 7.1% e 5.7% para a Lei Logarítmica, e que o valor médio da percentagem de erros é de 3.5% para a Lei da Potência e de 1.5% para a Lei Logarítmica [73]. Ray e McGowan indicam um erro de 5% na utilização da Lei da Potência para locais planos [21].

### 2.5.14 Resumo

Existem vários fatores que influenciam o regime de ventos sendo os principais a orografia, a rugosidade, a presença de brisa marítima e os fatores temporais. A sua consideração é de extrema importância na viabilidade económica de um projeto eólico e no *micrositing* de aerogeradores, já que podem ter uma grande influência ao nível da energia produzida anualmente.

É possível extrapolar verticalmente a velocidade de vento através da Lei da Potência ou da Lei Logarítmica, para a altura desejada, caso as medições/previsões de vento ocorram para alturas distintas a que serão instaladas as turbinas eólicas. Lackner e McGowan defendem que ambas as leis, quer a da Potência quer a Logarítmica, têm performances muito similares [21, 73]. Contudo o cálculo do expoente  $n$  associado à Lei da Potência é mais robusto do que o cálculo feito para se calcular o coeficiente da rugosidade local,  $Z_0$ , associado à Lei Logarítmica.

As informações de vento podem ser provenientes de outras fontes que não as medições locais: modelos *NWP*, de microescala e método *MCP*.

---

<sup>3</sup><http://www.risoe.dk/vea/competence/description.htm>

## Capítulo 3

# Tratamento de Dados, Casos de Estudo, Criação de Cenários e Metodologia

Neste capítulo apresenta-se o tratamento conferido aos dados utilizados, os casos de estudo considerados, os cenários criados e a metodologia adotada. Pretende-se explicar de forma minuciosa, detalhada, rigorosa e exata toda a ação desenvolvida. Ao longo deste capítulo é desenvolvida uma análise completa à cidade de Aveiro, sendo esta análise conferida a todas as capitais de distrito Portuguesas, encontrando-se os principais resultados na secção Anexos (secção [A](#)).

### 3.1 Análise e Tratamento de Dados

Para o estudo da viabilidade de um sistema de autoconsumo com recurso a tecnologia eólica é fundamental a existência de registos de vento locais para se estimar produção anual de energia. Os registos de vento necessários constituem séries de registos de vento, compostas normalmente pela velocidade do vento e pela sua direção ao longo de um período de tempo.

As séries de registos de vento utilizadas neste estudo constituem um conjunto de informação relativamente às capitais de distrito de Portugal continental e são compostas por valores previstos de velocidade e direção de vento a cada 15 minutos, provenientes do modelo de mesoescala *WRF* (secção [2.5.5](#)).

Tabela 3.1: Trecho exemplar da informação contida nas séries de registos de vento. Caracterização de uma hora de previsão em intervalos de 15 minutos, para Aveiro.

Data	Hora	Vento (m/s)	Direção Vento(°)
01-01-2014	12:00	9.6	209.0
01-01-2014	12:15	10.3	204.6
01-01-2014	12:30	11	204.2
01-01-2014	12:45	11.1	204.8
...	...	...	...

### 3.1.1 Representação das Séries de Registos de Vento

As séries registos de vento constituem previsões de velocidade e direção obtidas para uma altura de 10 metros acima do nível do solo, para uma janela temporal de um ano (2014). Não existe a necessidade de representação da velocidade de vento através da distribuição de probabilidades de Weibull ou Rayleigh já que a representação exata das séries de registos de vento confere uma maior fiabilidade no cálculo da estimativa de produção da energia anual. As figuras 3.1 e 3.2 permitem obter-se um primeiro vislumbre do comportamento do vento em Aveiro.

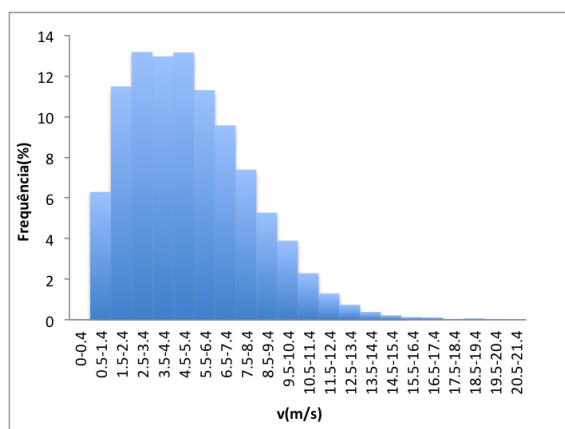
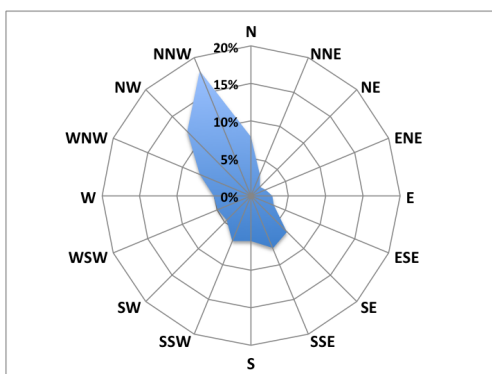
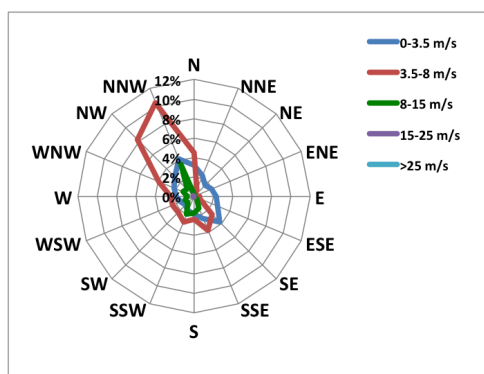


Figura 3.1: Frequência de ocorrência de vento(%) por gama velocidade, ao longo de 2014, para a cidade de Aveiro. Dados obtidos através do modelo de mesoescala *WRF*. Velocidade média de 4.9 m/s e moda de 2.9 m/s.

Os dados relativos à direção do vento são tratados e compactados em histogramas polares de frequência (rosa de ventos), obtendo-se dois tipos de histogramas polares: um que fornece informação acerca da predominância do vento por quadrante, em percentagem, e outro que fornece a percentagem de vento existente por velocidade de vento e por quadrante (figura 3.2).



(a) Predominância dos ventos por quadrante, em percentagem.



(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade de vento(m/s), em percentagem.

Figura 3.2: Rosas dos Ventos de Aveiro. Dados obtidos a partir do *WRF* para o ano de 2014.

Em Aveiro há uma predominância de ventos oriundos de nor-noroeste (NNW), possivelmente associados aos fenómenos de 'Nortada' ocorrentes na costa litoral norte de Portugal.

A informação relativa à direção do vento é muito importante para o *micrositing* de aerogeradores, já que estes são orientados de acordo com a direção predominante dos ventos locais. Contudo, e para simplificação do estudo realizado, a direção de vento não é considerada para o estudo de viabilidade económica a que responde este trabalho.

### 3.1.2 Ajustes das Séries de Registos de Vento

Como indicado em 2.5.9 é necessário ajustar as séries de vento provenientes do modelo de mesoescala *WRF* para que se tornem concordantes com as condições locais de vento. Os ajustes são feitos através da Lei da Potência (equação 2.5) para as possíveis alturas a partir do nível do solo a que se pode posicionar o cubo do rotor do *nED100* e de acordo com a rugosidade típica do local. O parâmetro  $n$  (tabela 2.5), que na Lei da Potência define o nível de rugosidade do terreno, assume o valor constante de  $n = 0.1$  ao longo deste estudo, já que os dados provenientes do modelo *WRF* são relativos a uma superfície lisa e sem rugosidade, característica da altura a partir do solo a que são feitas as previsões de vento (tabela 3.2).

Tabela 3.2: Possíveis alturas de posicionamento do cubo do rotor, em relação ao nível do solo, e parâmetro de rugosidade  $n$  considerado para a extrapolação vertical da velocidade de vento.

Z(equação 2.5)
24,5
29,5
36
Parâmetro de rugosidade $n$
0.1

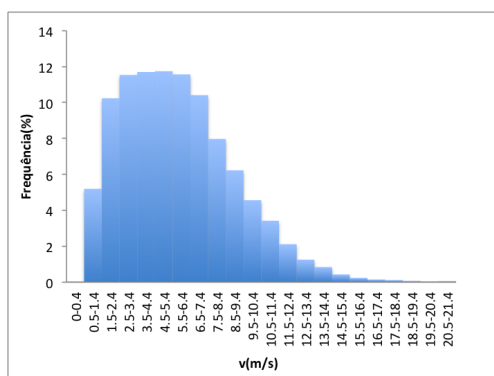
Tabela 3.3: Valores da velocidade de vento após extrapolação vertical da velocidade, ao longo de um hora de previsões, para as várias alturas a que pode ser posicionado o cubo do rotor do *nED100*.

Data	Hora	V(m/s)-24.5 m	V(m/s)-29.5 m	V(m/s)-36 m
01-01-2014	12:00	10.5	10.7	10.9
01-01-2014	12:15	11.3	11.48	11.7
01-01-2014	12:30	12	12.3	12.5
01-01-2014	12:45	12.1	12.4	12.6
...	...	...	...	...

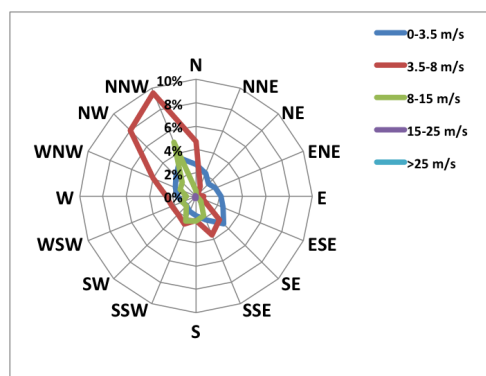
Após a extrapolação vertical da velocidade do vento verificam-se alterações ao nível dos histogramas de frequência de vento das figuras 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, quando comparados com os histogramas presentes nas figuras 3.1 e 3.2.

Observa-se que as distribuições de frequência da velocidade do vento sofrem alterações após extrapolação vertical da velocidade, posicionando-se cada vez mais à direita ao longo do eixo das abscissas. A velocidade média aumenta de acordo com o aumento da altura considerada nos ajustes feitos através da Lei da Potência, bem como a moda. Observa-se também outra consequência dos ajustes feitos, uma diminuição de ventos fracos face a um aumento de ventos cada vez mais fortes, por quadrante, à medida que aumenta a altura considerada para o posicionamento do cubo do rotor do aerogerador.

A Lei da Potência prevê que a velocidade do vento aumenta consoante aumenta a altitude considerada.

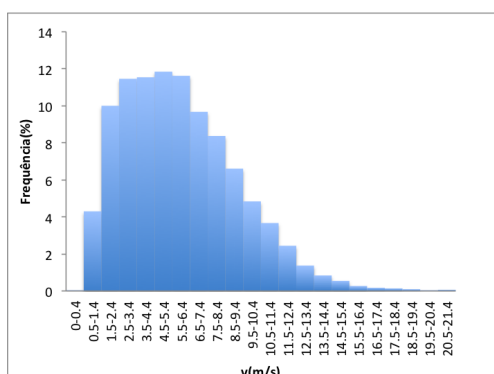


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média de 5.4 m/s e moda de 3.2 m/s.

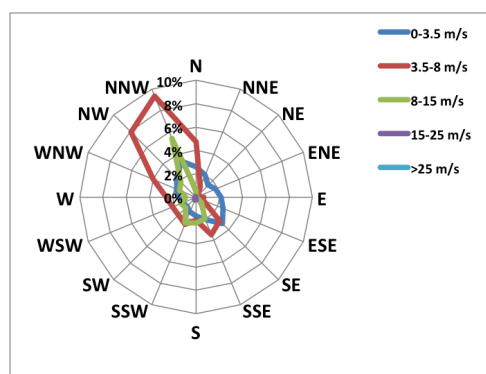


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade de vento(m/s), em percentagem.

Figura 3.3: Histogramas de velocidade de vento para cubo do rotor posicionado a 24.5 m de altura.

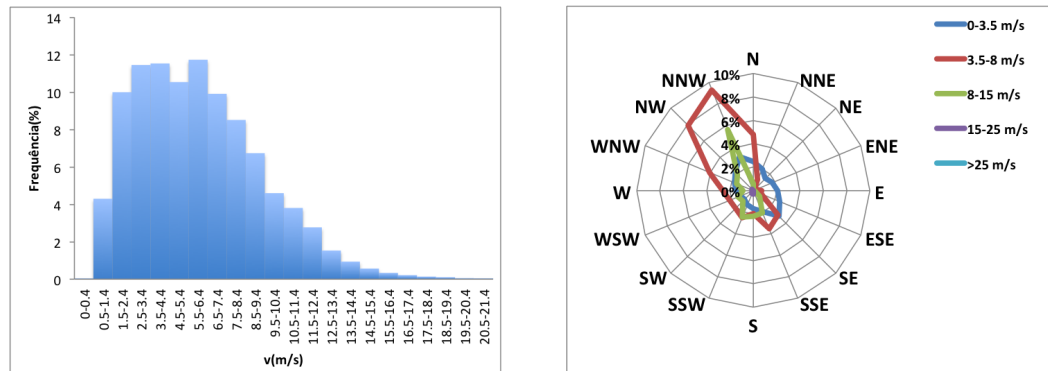


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média de 5.5 m/s e moda de 3.2 m/s.



(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade de vento(m/s), em percentagem.

Figura 3.4: Histogramas de velocidade de vento para cubo do rotor posicionado 29 m de altura.



(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média de 5.6 m/s e moda de 3.3 m/s.

(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade de vento(m/s), em percentagem.

Figura 3.5: Histogramas de velocidade de vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura.

### 3.1.3 Períodos de Tempo sem Vento

Considera-se como período de tempo sem vento sempre que as velocidades de vento são inferiores a 3.5 m/s (próximo do  $v_{cut-in}$  do *nED100*), uma vez que para esta gama de valores a produção de energia é quase nula, e superiores a 20 m/s ( $v_{cut-out}$  do *nED100*).

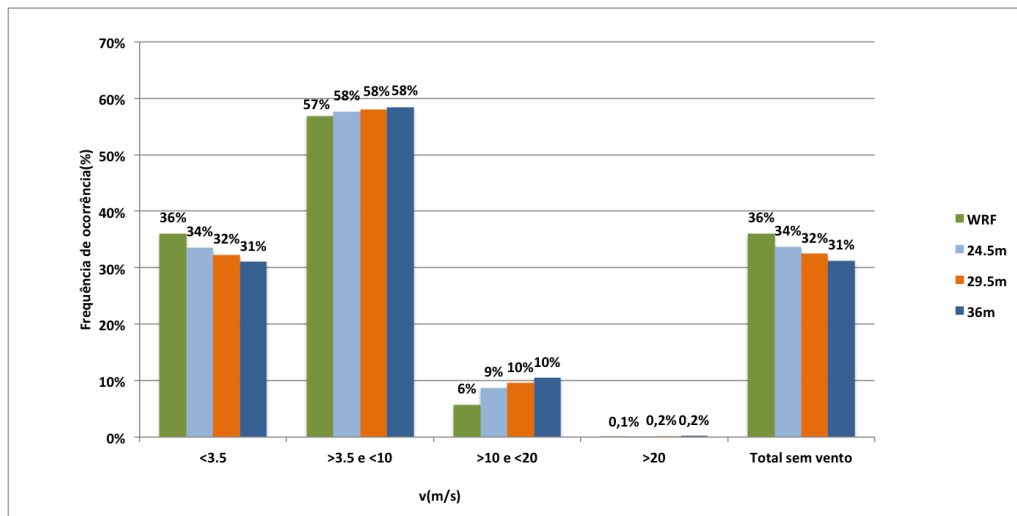


Figura 3.6: Percentagem do tempo total de vento por gama de velocidade, de acordo com a altura do cubo do rotor considerada (WRF-10 m, 24.5 m, 29.5 m e 36 m).

A extrapolação vertical da velocidade de vento provoca uma diminuição dos períodos de tempo sem vento (figura 3.6) e situa a maioria dos ventos entre 3.5 e 20 m/s. Por observação da curva de potência do *nED100*, figura 2.13, conclui-se que há produção de energia para esta gama de velocidades. Para uma altura de 36 m o *nED100* não produz energia em 31% do tempo total de um ano. Ao modelo *WRF* está associada a maior percentagem de tempo sem vento, logo sem

aproveitamento eólico. Cerca de 36% do ano de 2014. Este tipo de gráfico é útil na percepção inicial de quanto tempo o aerogerador não se encontra a produzir ao longo de um ano. Permite também perceber quanto tempo, por faixas de velocidade de vento, o aerogerador produz energia.

### 3.1.4 Cálculo da Produção de Energia Anual

O cálculo da produção de energia anual é feito para as duas variantes de rotores do *nED100*, considerando os valores da velocidade de vento obtidos a partir do modelo *WRF* e da extrapolação vertical da velocidade.

A energia gerada anualmente calcula-se através da expressão 3.1.

$$E_g = \frac{\sum_{i=1}^n P(V) \times \Delta t}{1000} MWh \quad (3.1)$$

- $P(V)$  é a curva de potência do *nED100* em função da velocidade de vento  $V$ ;
- $V$  é a velocidade de vento em m/s;

Energia gerada, de uma forma genérica, é a potência desenvolvida ao longo de um período de tempo. Como a velocidade de vento está definida em intervalos de quinze minutos (1/4 de hora) é necessário multiplicar  $P(V)$  por 0.25. Assim obtém-se a energia gerada a cada quinze minutos. Somando-se todas as contribuições das 'n' produções de quinze minutos obtém-se a energia gerada anualmente. A título de exemplo, recordando a tabela 3.3, é possível obter a energia gerada através do seguinte cálculo:

$$E_g = \frac{\sum_{i=1}^4 P(V) \times 0.25}{1000} = \frac{(89.6 + 100 + 100 + 100) \times 0.25}{1000} \sim 0.0974(MWh) \quad (3.2)$$

Para o cálculo exibido na equação 3.2 são utilizados os dados de velocidade de vento relativos ao modelo *WRF*.

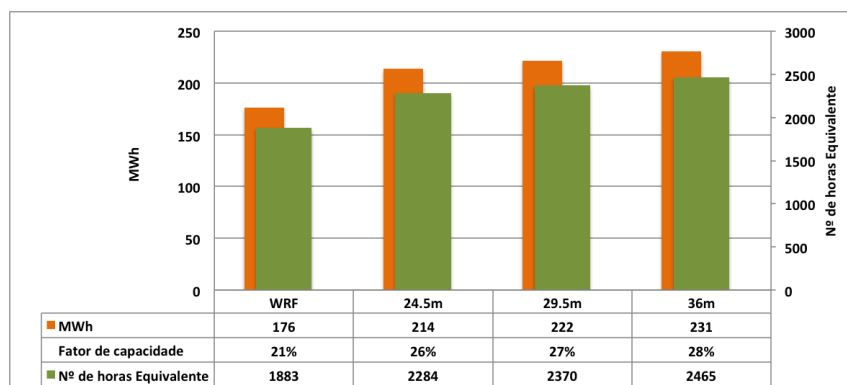


Figura 3.7: Energia gerada anualmente pelo *nED100*(22 m de diâmetro de rotor), fator de capacidade e número de horas equivalente.



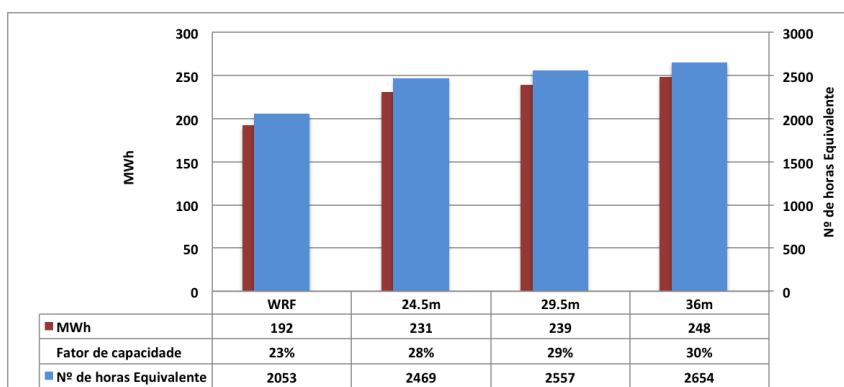


Figura 3.8: Energia gerada anualmente pelo nED100(24 m de diâmetro de rotor), fator de capacidade e número de horas equivalente.

Nas figuras 3.7 e 3.8 encontram-se as produções anuais de energia, para as diferentes alturas a que se pode situar o cubo do rotor e por diâmetro de rotor.

Além do cálculo da estimativa da energia produzida anualmente calcula-se o fator de capacidade e o número de horas equivalente para cada uma das situações. O fator de capacidade traduz a proporção entre a produção de energia gerada em relação à capacidade nominal instalada, durante um período de tempo bem definido (neste caso é de um ano:2014). De acordo com *Boccard* os parques eólicos Portugueses possuem um fator de capacidade, em média, de cerca de 23% [81]. O número de horas equivalente traduz o número de horas que um aerogerador produz energia, por ano, à potência máxima e é obtido através do produto do fator de capacidade pelas 8760 horas anuais. Se um aerogerador possui um número de horas equivalente de 1760 significa que durante esse período de tempo se encontra a produzir ao máximo e que nas restantes 7000 horas do ano não se encontra em produção. Verificam-se maiores fatores de capacidade, maior produção anual de energia, bem como maior número de horas equivalente para uma maior dimensão de rotor (24 m) e consoante aumenta a altura a que se encontra o cubo do rotor do nível do solo.

Os dados utilizados para a construção da seção 3.1 não têm em conta os erros associados ao modelo *WRF* e à Lei da Potência.

## 3.2 Casos de Estudo

Dadas as características de potência do *nED100*, dimensão e preço, este aerogerador é mais apropriado para as pequenas/médias indústrias do que para habitações residenciais singulares. Os casos de estudo em análise são duas indústrias nacionais com uma potência contratada assinalável. Para o estudo de viabilidade económica consideram-se os dados reais de consumo de 2014, relativos a cada uma das indústrias. Os dados de consumo encontram-se contabilizados a cada 15 minutos, ao longo de 2014.

### 3.2.1 Perfil de Consumo nº 1 - PC 1

O primeiro caso de estudo diz respeito ao perfil de consumo de uma indústria Portuguesa conectada à rede de MT, denominando-se 'Perfil de Consumo 1' (PC 1). Em 2014 tem uma potência contratada de 1632.15 kW.

Tabela 3.4: Exemplo de informação contida na série de consumo do PC 1, ao longo de uma hora.

Data	Hora	Energia(kWh)
01-01-2014	05:00:00	36.75
01-01-2014	05:30:00	40.75
01-01-2014	05:45:00	37.25
01-01-2014	06:00:00	36.25
...	...	...

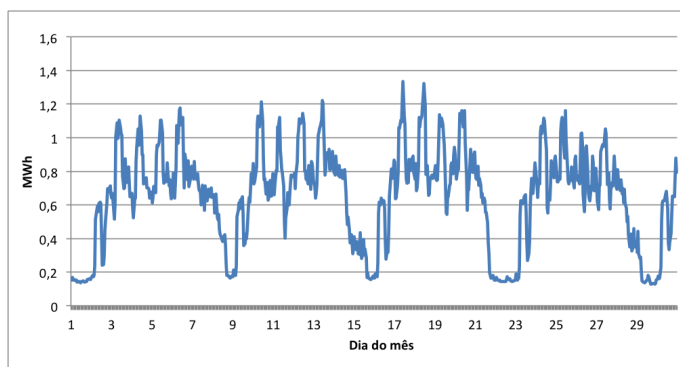


Figura 3.9: Perfil típico de consumo mensal. Julho de 2014.

O PC 1 evidencia uma frequência semanal ao longo do mês (figura 3.9). Existem quatro picos assinaláveis de consumo, por semana, que representam os últimos quatro dias úteis de trabalho semanal. As zonas de depressão correspondem aos fins-de-semana, associadas a menores consumos energéticos. Nunca atinge valores nulos, talvez pela necessidade de se manter algumas máquinas constantemente ligadas.

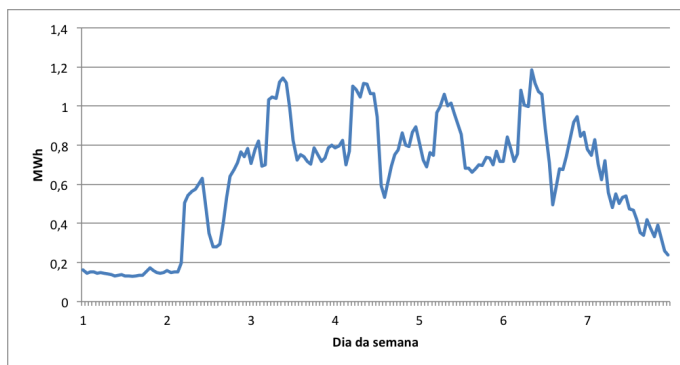


Figura 3.10: Perfil típico de consumo semanal. Domingo como o primeiro dia da semana - 1.

Relativamente ao perfil de consumos de uma semana, aos sábados existe um consumo assinalável adivinhando-se uma continuidade parcial do trabalho semanal. Às segundas-feiras existe um pico de consumo que pode indicar o acionamento de uma grande quantidade de máquinas, antevendo a semana de trabalhos pela frente.

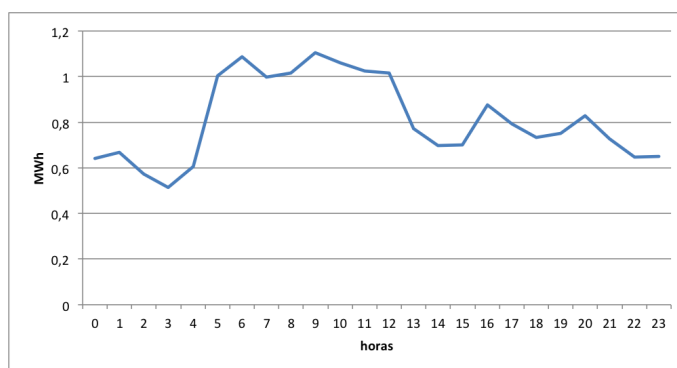


Figura 3.11: Perfil típico de consumo de um dia da semana (3ª feira) por hora. Junho de 2014.

Os dois picos de maior relevância (figura 3.11) ocorrem por volta das 6:00 e das 9:00 horas da manhã indicando o início das atividades. Por volta da hora de almoço o consumo abranda, indicando uma possível pausa no período de trabalho. Evidenciam-se máximos relativos a cada 3 horas aproximadamente. À noite o consumo abranda mas mantém-se em valores consideráveis, podendo indicar que a indústria mantém as suas operações continuamente, à semana.

### 3.2.2 Perfil de Consumo nº 2 - PC 2

O segundo perfil de consumo é também relativo a uma indústria Portuguesa conectada à rede de MT, denominando-se 'Perfil de consumo 2' (PC 2). Em 2014 tem uma potência contratada de 564 kW. Os dados de energia consumida encontram-se registados de forma idêntica aos do PC 1.

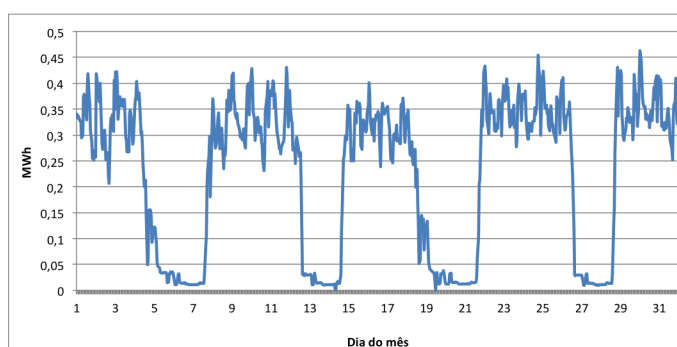


Figura 3.12: Perfil típico de consumo mensal. Consumo de energia no Mês de Julho de 2014.

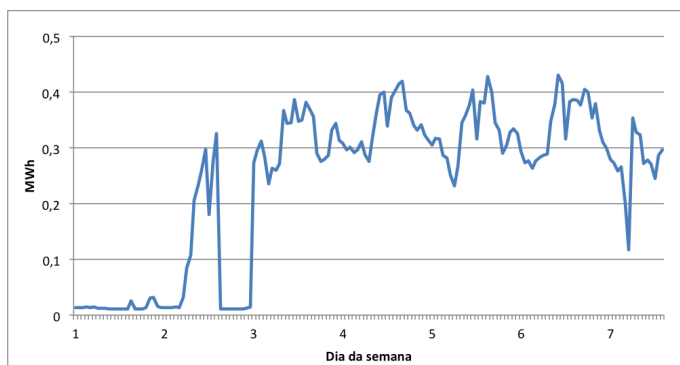


Figura 3.13: Perfil típico de consumo semanal, por dia da semana. De 6 a 12 de Julho.

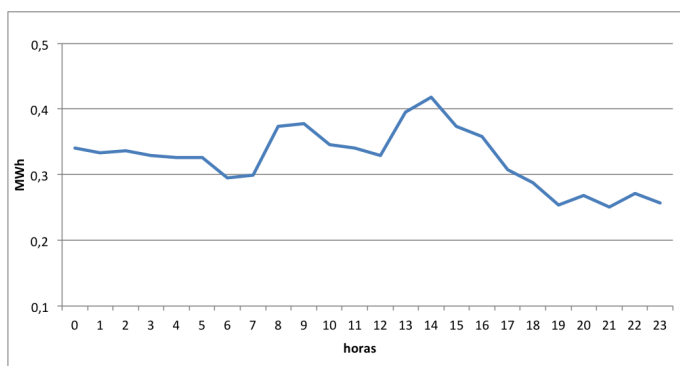


Figura 3.14: Perfil típico de consumo de um dia da semana (3ª feira) por hora.

### 3.2.3 Tarifário em Vigor

Os dados referentes ao PC 1 e 2 contém informação apenas acerca dos respetivos consumos energéticos. É necessário determinar a fatura energética de cada caso de estudo para determinar os custos com a energia consumida.

As duas indústrias tem a sua tarifa associada ao ciclo semanal opcional para consumidores MT. As respetivas faturas elétricas de consumo são compostas pelo somatório das seguintes parcelas:

- Tarifa de Acesso às Redes (TAR);
- Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais (TTVCF);

Os termos contabilizados para apuramento da fatura energética são:

- Energia ativa;
- Potência contratada;
- Energia reativa;

As TAR<sup>1</sup> são reguladas pela ERSE, de acordo com o definido no Regulamento Tarifário, pelo período de tempo em que o contrato de energia se encontre em vigência. São o conjunto das tarifas de uso do sistema, do uso da rede de distribuição e de transporte. A parcela energética existente nas faturas elétricas surge da multiplicação do preço de energia pelo kWh de consumo verificado<sup>2</sup>. A energia ativa em MT é faturada de acordo com quatro períodos horários distintos: horas de ponta, horas de cheia, horas de vazio normal e horas de super vazio (tarifa tetra-horária). Também é faturada de acordo com diferentes períodos trimestrais<sup>3</sup>.

Por motivos de simplificação não se contabiliza a energia reativa no cálculo de faturação.

Tabela 3.5: Fatura energética anual por perfil de consumo, sem autoconsumo. Fatura relativa às TAR, à TTVCF e total.

	TAR(€)	TTVCF(€)	Total(€)
PC 1	508 680	130 822	639 502
PC 2	177 760	46 436	224 191

### 3.2.4 Parcelas Energéticas

Com a introdução do sistema de autoprodução com autoconsumo surgem novas componentes de energia que têm que ser consideradas na fatura energética (secção 2.3.2).

- Energia de consumo - (1);
- Energia de autoprodução - (2);
- Energia de consumo líquido - (3);
- Energia injetada líquida - (4);
- Energia de autoconsumo - (5);
- Se  $(1) > (2)$  então  $(3) = (1) - (2)$ . Se não, então  $(3) = 0$ ;
- Se  $(1) < (2)$  então  $(4) = (2) - (1)$ . Se não, então  $(4) = 0$ ;
- Se  $(2) > (1)$  então  $(5) = (1)$ . Se não, então  $(5) = (2)$ ;

Dois exemplos de resultados obtidos através do cálculo das parcelas energéticas, para o funcionamento do *nED100* com um rotor de 24 m de diâmetro e cubo do rotor a 36 m de altura do nível do solo, encontram-se nas tabelas 3.6 e 3.7.

<sup>1</sup>[http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/PrecosAcesso\\_2014.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/PrecosAcesso_2014.pdf)

<sup>2</sup>[http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/PrecosTVCF%20PTCont\\_2014.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/PrecosTVCF%20PTCont_2014.pdf)

<sup>3</sup><http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CicloopcionalesconsumidoresMATATMT.aspx>

Tabela 3.6: Exemplo de resultados obtidos relativamente ao cálculo das parcelas energéticas do sistema de autoprodução com autoconsumo. Dados do PC 2 no dia 3 de Janeiro de 2014. Dados das parcelas energéticas expressos em kWh.

Hora	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
20:00	312	83	228	0	83
21:00	318	100	218	0	100

Tabela 3.7: Exemplo de resultados obtidos relativamente ao cálculo das parcelas energéticas do sistema de autoprodução com autoconsumo. Dados de consumo anuais relativos ao PC 1 e 2. Dados das parcelas energéticas expressos em MWh.

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
<b>PC 1</b>	5238	248	4990	0.1	248
<b>PC 2</b>	1752	248	1554	50	198

### 3.2.5 Faturação com e sem UPAC

A fundamental diferença entre um sistema com e sem UPAC, na área da fatura energética, recai sobre a parcela contabilizada como consumo. Numa fatura simples, em que não há uma UPAC associada, a fatura incide sobre o consumo simples (secção 3.2.3). Quando existe UPAC o cálculo da fatura energética muda ligeiramente. A energia consumida alvo de faturação é agora a energia consumida líquida.

Para além de se contabilizar a energia consumida líquida é necessário contabilizar a energia que é injetada na rede, face aos excessos de autoprodução que possam ocorrer em determinados momentos (secção 2.3.4 - equação 2.3) e as compensações mensais previstas para recuperação de uma parte dos CIEG (secção 2.3.5). Este valor incide sobre a potência de autoprodução contratada, 100 kW. Para simplificação de cálculos considera-se  $K_f = 0.5$  (2.3.5), assumindo-se um cenário penalizador para o autoprodutor. Os preços de mercado de energia podem ser consultados através da página do Mibel - Eletricidade<sup>4</sup>.

Tabela 3.8: Fatura energética anual por perfil de consumo, com e sem UPAC. *nED100* com um rotor de 24 m de diâmetro e cubo do rotor a 36 m do nível do solo.

	Fatura sem UPAC(€)	Fatura com UPAC(€)	Proveitos(€)
<b>PC 1</b>	639 502	610 156	29 346
<b>PC 2</b>	224 191	198 805	25 386

<sup>4</sup><http://www.mibel.com/>

### 3.3 Metodologia

O objetivo do presente trabalho está na determinação da viabilidade económica da instalação de um sistema de autoconsumo com autoprodução renovável eólica (aerogerador *nED100*) para dois casos de estudo (PC 1 e PC 2), em todas as capitais de distrito de Portugal continental. Recorre-se à simulação de cenários para obtenção de resultados. Para complementar a simulação de cenários faz-se uma análise de sensibilidade à simulação de cenários, através da variação de parâmetros técnicos e económicos que causam variações ao nível das tarifas equivalentes de consumo e autoconsumo e consequentemente na viabilidade do sistema. Após a simulação e análise de sensibilidade de cada cenário obtém-se três resultados principais: o *LCOE*, a Tarifa Equivalente de Consumo sem Autoprodução - (10) - e a Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução considerando o *LCOE* - (11). O cerne da metodologia consiste na comparação de resultados obtidos. Sempre que (11) é inferior a (10) significa que o investimento na aquisição do sistema em estudo é economicamente viável.

Na criação de cenários geram-se duas perspetivas paralelas, uma otimista e uma realista. As duas originam resultados finais bem distintos. A perspetiva realista providencia resultados considerando que a informação proveniente do modelo de previsão *WRF* e da extrapolação vertical da velocidade, através da Lei da Potência, está isenta de erro. A perspetiva realista assume que as fontes de informação não são perfeitas e obriga a que a energia produzida pela UPAC seja afetada por um coeficiente que traduz o erro associado ao modelo *WRF* e à Lei da Potência. Assume-se um erro de 20% para o modelo de previsão *WRF* e de 7.5% para a Lei da Potência (seção 2.5.13). O erro total associado à conjugação do modelo *WRF* e à Lei da Potência é de 27.5% logo, a produção de energia resultante da simulação de cenários de perspetiva realista é reduzida em 27.5% em cada momento de produção, face ao cenário otimista.

A metodologia é aplicada aos dois casos de estudo (PC 1 e PC 2) para todas as capitais de distrito de Portugal continental. Ao longo do desenvolvimento deste capítulo é adotada uma ótica otimista, a título de explicação da aplicação da metodologia, com dados relativos à cidade de Aveiro. Os resultados provenientes das simulações de cenários são sempre comparados com os resultados do 'Caso-base' definido na secção 3.4, constituindo a base de todas as comparações do estudo de viabilidade.

O comparativo entre o sistema eólico em estudo e um sistema fotovoltaico da mesma potência é feito através da comparação das respetivas tarifas equivalentes. Caso a tarifa equivalente de autoconsumo com autoprodução renovável fotovoltaica - (12) - seja inferior a (11), então é melhor opção optar pelo sistema de autoconsumo fotovoltaico em vez do eólico.

### 3.4 Criação de Cenários

Os cenários criados constituem uma série de suposições e situações que conferem maior versatilidade e riqueza a este estudo, caracterizando situações que podem ocorrer na aquisição e posicionamento de um aerogerador.

### 3.4.1 Boa Escolha/Caso-Base

O cenário 'Boa Escolha' assume que se faz uma boa escolha de aerogerador por parte do consumidor. Os critérios de decisão de uma boa escolha assentam no fator de capacidade e número de horas equivalentes das possíveis configurações do *nED100*. Quanto maior o fator de capacidade e o número de horas equivalentes mais acertada é a escolha, já que o aerogerador produz mais energia anualmente nessas condições. Analisando as figuras 3.7 e 3.8 conclui-se que fazer uma boa escolha significa optar pela aquisição do *nED100* com um rotor de 24 m de diâmetro e com o cubo do rotor posicionado a uma altura de 36 m acima do nível do solo. Este cenário é também definido como 'Caso-Base' para comparações entre cenários.

A empresa Norvento fornece os dados especificados na tabela 3.9 referentes a um aerogerador com as características associados ao cenário 'Boa Escolha'.

Tabela 3.9: Dados fornecidos pela Norvento em relação ao *nED100* com 24 m de diâmetro de rotor e cubo do rotor posicionado a 36 m de altura em relação ao nível do solo.

	InED(€)	CT(€)+CI(€)	V(anos)	COM(€/ano)	VAFV(€)
<b>nED100</b>	275 000	3000+100 000	20	2500	68 750

- InED-Investimento inicial na aquisição do *nED100*, sem IVA;
- CT-Custos de transporte;
- CI-Custos de instalação;
- V-Tempo de vida útil do aerogerador;
- COM-Custos de Operação e Manutenção;
- VAFV-Valor do Ativo no Final do tempo de Vida útil;

Os custos de operação e manutenção anuais sofrem uma ligeira alteração em relação aos dados fornecidos pela Norvento, adotando-se uma posição ligeiramente mais pessimista. Considera-se 2750 €/ano de custos com operação e manutenção o que representa 1% do investimento inicial por ano. Considera-se ainda que de cinco em cinco anos o aerogerador necessita de uma manutenção maior e mais rigorosa do que as usuais vistorias e que, portanto, custos com operação e manutenção de 5 em 5 anos assumem o valor de 5% do investimento inicial.

Os custos de transporte do aerogerador desde a fábrica-origem, em Espanha, até Portugal são fixados em €3000. Os custos de instalação são de €100 000 e incluem as obras necessárias, instalação elétrica, gruas e operários. O valor do ativo em período de fim de vida (VAFV) corresponde a 25% do investimento inicial.

Os dados utilizados para a simulação do cenário 'Boa Escolha' encontram-se resumidos na tabela 3.10.



Tabela 3.10: Dados relativos à opção de aerogerador característico do cenário 'Boa Escolha/Caso-base'.

	InED(€)	CT(€)+CI(€)	V(anos)	COM(€/ano)	VAFV(€)
<b>nED100</b>	275 000	3000+100 000	20	2750 <sup>a</sup>	68 750

<sup>a</sup>5% do Investimento Inicial de 5 em 5 anos.

### 3.4.2 Má Escolha

Em linha de concordância com o definido no cenário anterior uma 'Má Escolha' é determinada por se escolher uma modalidade de *nED100* com menor fator de capacidade e menor número de horas equivalentes, de entre as soluções de investimento existentes (secção 3.7 e 3.8). A opção pelo *nED100* com uma variante de rotor de 22 m de diâmetro e cubo do rotor posicionado a 24.5 m de altura do nível do solo constitui o cenário 'Má Escolha'. Ao nível de custos de instalação surgem algumas diferenças face ao aerogerador característico do cenário 'Boa Escolha' já que a opção por esta solução implica menores custos. Considera-se uma redução de custos de transporte e de instalação na ordem dos 17%, e cerca de 11% em relação ao investimento inicial na aquisição do aerogerador, já que se trata de uma unidade de menor dimensão.

Tabela 3.11: Dados relativos à opção de aerogerador característico do cenário 'Má Escolha'.

	InED(€)	CT(€)+CI(€)	V(anos)	COM(€/ano)	VAFV(€)
<b>Má Escolha</b>	245 000	2500+85 050	20	2500	68750

### 3.4.3 2×*nED100*

Através da simulação deste cenário pretende-se determinar o efeito na viabilidade do projeto caso se dobre a potência instalada em autoprodução, através da aquisição de múltiplos aerogeradores. Os dois aerogeradores selecionados são idênticos ao selecionado no 'Caso-base'. Considera-se uma taxa de desconto beneficiando a aquisição de aerogeradores em quantidade. Como não existem dados que definam uma taxa de desconto apropriada pela aquisição de dois equipamentos define-se uma função de custo em função do número de aerogeradores adquiridos (equação 3.3).

$$Custo_{aerogeradores}(n) = 236410 \times n + 38590 \quad (3.3)$$

Também o custo de transporte e instalação de um aerogerador é diferente do de múltiplos aerogeradores. Seguindo a filosofia de benefício da compra em quantidade, também os custos de transporte e instalação sofrem um desconto consoante o número de aerogeradores adquiridos. O desconto máximo aplicado verifica-se para a aquisição de 5 aerogeradores. Após as 5 unidades adquiridas não se considera nenhum desconto pela unidade extra (tabela 3.13).

Tabela 3.12: Custo da compra de  $n$  aerogeradores e respetivo desconto aplicado.

<b>n</b>	<b>Custo(n)€</b>	<b>Desconto(%)</b>
1	275 000	0
2	511 410	7
3	747 820	9
4	984 230	11
...	...	...

Tabela 3.13: Custos de transporte e instalação de acordo com o número  $n$  de aerogeradores adquiridos.

<b>n</b>	<b>CT+CI(€)</b>	<b>Desconto(%)</b>
1	103 000	0
2	185 400	10
3	271 920	12
4	354 320	14
5	432 600	16

Tabela 3.14: Dados relativos à opção de aerogeradores característicos do cenário ' $2 \times nED100$ '.

	<b>InED(€)</b>	<b>CT(€)+CI(€)</b>	<b>V(anos)</b>	<b>COM(€/ano)</b>	<b>VAFV(€)</b>
<b>nED100</b>	511 410	5400+180 000	20	5500 <sup>a</sup>	68 750

<sup>a</sup>5% do Investimento Inicial de 5 em 5 anos.

### 3.4.4 Mais 1 m/s

Este cenário corresponde à simulação de instalação de um aerogerador num local ligeiramente próximo do local para o qual se obtém os dados das previsões do *WRF*. Contudo este novo local possui mais 1 m/s de vento em todos os momentos do ano, originando maior produção de energia anual. Corresponde a um cenário otimista em relação à zona de instalação do aerogerador. O aerogerador característico deste cenário é o mesmo que o do 'Caso-base' (tabela 3.10).

### 3.4.5 Menos 1 m/s

Este cenário corresponde à simulação de instalação de um aerogerador num local ligeiramente próximo do local para o qual se obtém os dados das previsões do *WRF*. Contudo este novo local possui menos 1 m/s de vento em todos os momentos do ano, originando menor produção de energia anual. Corresponde a um cenário pessimista em relação à zona de instalação do aerogerador. O aerogerador característico deste cenário é o mesmo que o do 'Caso-base' (tabela 3.10).

### 3.4.6 Consumo Suave

Através da simulação deste cenário pretende-se determinar a viabilidade económica do projeto caso haja uma suavização do consumo energético dos casos de estudo. A energia total anualmente consumida mantém-se inalterada.

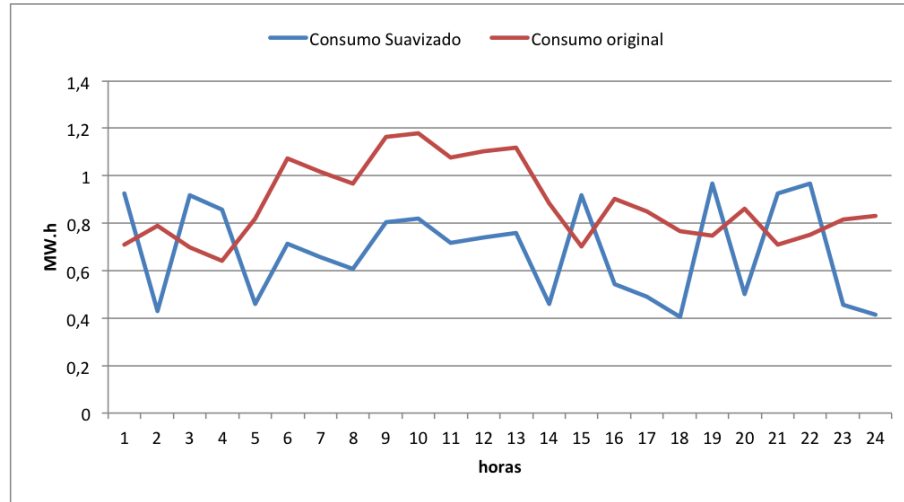


Figura 3.15: Exemplo de suavização do consumo consumo energético. PC 1, 6 de Junho de 2014.

O aerogerador característico deste cenário é o mesmo que o do 'Caso-base' (tabela 3.10). A única grande mudança consiste na suavização dos consumos que originam uma fatura energética inferior, já que há uma menor utilização da potência de ponta.

### 3.4.7 Tarifa Dinâmica

Em Portugal existem já tarifas de eletricidade a preços indexados oferecidas pelos comercializadores, apenas para grandes consumidores de energia. As tarifas indexadas variam de comercializador para comercializador mas a sua formulação genérica é a mesma (equação 3.4) [82]. Através deste cenário é possível simular a opção pela utilização de uma tarifa dinâmica, em termos de faturação da energia consumida, em vez da utilização das tarifas fixas.

$$fatura_{consumo}(\text{€}) = (P_{energia} + P_k) + P_{TAR} \quad (3.4)$$

- $P_{energia}$  é o valor em euros da energia indexada ao mercado OMIE-Portugal;
- $P_k$  é o valor em euros do coeficiente aditivo que traduz os sobrecustos do sistema;
- $P_{TAR}$  é o valor em euros da Tarifa de Acesso às Redes;

A principal diferença face às tarifas fixas reside no termo de energia, em que o preço da energia varia e depende do preço de energia em ambiente de mercado. Os valores do preço da energia

em ambiente de mercado podem ser consultados através do *site* do MIBEL<sup>5</sup>. A tarifa dinâmica utilizada pertence à GALP Energia e segue a equação 3.5.

$$fatura_{consumo}(\text{€}) = PM_{OMIE(h)} \times [1 + Perdas_{(h)}] + k_i + P_{TAR} \quad (3.5)$$

- $MWh_{(h)}$  é a energia consumida na hora  $h$  do período de faturação;
- $PM_{OMIE(h)}$  são os preços horários no Mercado Diário para Portugal no respetivo período de faturação (€/MWh);
- $Perdas_{(h)}$  correspondem aos fatores de ajuste para perdas nas redes de Portugal, publicadas pela ERSE<sup>6</sup>, para cada ano, por tipo de tensão de cliente e por período horário de faturação;
- $k_i$  corresponde ao coeficiente aditivo que inclui os custos de fornecimento assumidos pelo comercializador referentes ao período de faturação (OMIE - Portugal) (€/MWh);
- $P_{TAR}$  é o valor da Tarifa de Acesso às Redes referente ao respetivo período de faturação (OMIE-Portugal) (€/MWh);

Os valores de  $k_i$  dependem da proposta de oferta do comercializador em relação ao perfil de consumo em específico. Dependem, nomeadamente, da potência contratada e da energia consumida ao longo do ano, entre outros. Como não foi possível obter valores reais para este coeficiente adotam-se os valores presentes na tabela 3.15, com base em informações fornecidas por um profissional com conhecimento na área. Os valores são definidos de acordo com os períodos horários em que se verifique consumo: ponta (P), cheia (C), vazio-normal (VN) e super-vazio (SV).

	$k_i(\text{€/MWh})$
<b>P</b>	13.35
<b>C</b>	10.48
<b>VN</b>	7.39
<b>SV</b>	6.31

Tabela 3.15: Valores de  $k_i$  de acordo com o período horário, em €/MWh de consumo.

O aerogerador característico deste cenário é o mesmo que o do 'Caso-base' (tabela 3.10).

### 3.5 Considerações Técnicas e Económicas

Para a determinação de viabilidade dos vários cenários são feitas algumas considerações económicas.

<sup>5</sup><http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=actual&cat=estadisticas>

<sup>6</sup><http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202014.pdf>

Recordando a fórmula de  $LCOE$  expressa na equação 2.2 há a necessidade de definir alguns dos seguintes parâmetros:

- $d_t$  - depreciação no ano  $t$ ;
- $c_t$  - custo operacional no ano  $t$ ;
- $x_t$  - degradação do ativo no ano  $t$ ;
- $\alpha$  - taxa de imposto sobre as empresas;
- $\gamma^t$  - coeficiente de desvalorização da moeda no ano  $t$ .  $\gamma^t = \frac{1}{1+r}^t$ ;
- $r$  - taxa de atualização de investimento;
- $\eta$  - energia produzida;
- $S$  - Valor residual do ativo no final do seu ciclo de vida(VAFV);
- $T$  - tempo de vida útil do aerogerador;

A depreciação  $d_t$  é a despesa decorrente do desgaste do ativo adquirido no ano  $t$ . O  $nED100$  sofre uma diminuição de valor ao passo anual de  $\frac{\text{Investimento inicial}}{20}$ . Os custos  $c_t$  englobam custos de operação e manutenção definidos para cada cenário. A degradação  $x_t$  traduz a perda de capacidade de produção de energia à eficiência máxima para o ano  $t$ , ao longo do tempo de vida útil. Assume a forma de um fator que afeta a produção total anual de energia do  $nED100$ . Considera-se que nos primeiros 5 anos de vida útil não existe degradação. Após o 5º ano, e até ao final do tempo de vida útil do  $nED100$ , a degradação aumenta  $\frac{1}{10}$  por ano (tabela 3.16.)

Tabela 3.16: Fator de degradação a aplicar à produção de energia para o tempo de vida útil do  $nED100$ .

ano	Fator de degradação
1	1
2	1
3	1
4	1
5	1
6	0.99
7	0.98
..	...
20	0.85

A taxa de imposto sobre as empresas ( $\alpha$ ) é de 21%. De acordo com a literatura a taxa de atualização de investimento varia consoante o país e a tecnologia considerada. Neste estudo considera-se uma taxa de atualização de investimento de 8%, quer se trate de tecnologia fotovoltaica ou eólica. O coeficiente de desvalorização da moeda  $\gamma$  traduz a desvalorização da moeda no ano  $t$ . A energia

$\eta$  é a energia total anual produzida pelo aerogerador de acordo com cada cenário em MWh. O Valor do Ativo no Final do seu ciclo de Vida(VAFV) é definido pela empresa *Norvento* e encontra-se presente na tabela 3.9.

Como o sistema tem um tempo de vida útil de 20 anos considera-se uma Taxa de Inflação de Eletricidade (TIE) de 3.5%, antevendo a o aumento futuro dos preços de eletricidade. Considera-se ainda uma inflação de 1.5% do índice de preços no consumidor (IPC). Considera-se ainda a Taxa de Inflação Geral (TIG), a Taxa de Inflação da Energia (TIEn) e um fator de inflação de preço de eletricidade (FPE) que envolve a TIEn e a TIE e traduz o valor médio atualizado do fator de inflação de preço de eletricidade para os próximos 20 anos. Considera-se o IVA a 0%.

- TIE - 3.5%/ano;
- Inflação do IPC - 1.5%/ano;
- TIG no ano  $t - \frac{1}{1+IPC}^t$ ;
- TIEn no ano  $t - \frac{1}{1+TIE}^t$ ;
- FPE - Média de  $TIG \times TIEn$  ao longo do tempo de vida útil do sistema (20 anos) - 1.24%;

### 3.6 Aplicação da Metodologia

A metodologia aplicada para o apuramento da viabilidade dos cenários criados recai sobre a comparação entre a Tarifa Equivalente de Consumo sem Autoprodução e a Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução considerando o *LCOE*.

- Energia de consumo (MWh) - (1);
- Energia de autoprodução (MWh) - (2);
- Energia de consumo líquido (MWh) - (3);
- Energia injetada líquida (MWh) - (4);
- Energia de autoconsumo (MWh) - (5);
- Fatura de consumo total sem autoprodução (€) - (6);
- Fatura de consumo líquido com autoprodução (€) - (7);
- Remuneração da energia injetada líquida (€) - (8);
- Custo de produção de eletricidade baseado no *LCOE* (€) - (9);
- Tarifa Equivalente de Consumo sem Autoprodução (€/MWh) - (10);
- Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução considerando o *LCOE* (€/MWh) - (11);

### 3.6.1 Tarifa Equivalente de Consumo sem Autoprodução - (10)

Corresponde à tarifa equivalente da instalação de consumo antes da integração do sistema de autoprodução com autoconsumo. A sua formula de cálculo encontra-se presente na equação 3.6.

$$(10) = \frac{(6)}{(1)} \text{€/MWh}; \quad (3.6)$$

### 3.6.2 Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução Considerando o Valor de *LCOE* - (11)

Corresponde à tarifa equivalente do consumo da instalação após a integração do sistema de autoprodução com autoconsumo, considerando os custos de investimento *LCOE*. A sua fórmula de cálculo encontra-se presente na equação 3.7.

$$(11) = \frac{(7) - (8) + (9)}{(1)} \text{€/MWh}; \quad (3.7)$$

Os valores de (6), (7) e (8) estão afetados pela constante de FPE (secção 3.5) . Considera-se para efeitos de cálculo o IVA a 0%. O limite superior *N* presente nos somatórios das equações 3.8, 3.9, 3.10 e 3.11 diz respeito ao número de dados relativos ao período de faturação de um ano.

$$(6) = \sum_{n=1}^N TAR + TTVCF \times (1 + FPE) \text{€}; \quad (3.8)$$

$$(7) = \sum_{n=1}^N TAR + TTVCF \times (1 + FPE) \text{€}; \quad (3.9)$$

$$(8) = \sum_{n=1}^N PM_{OMIE(h)} \times (4) \text{€}; \quad (3.10)$$

$$(9) = \sum_{n=1}^N LCOE \times (2) \times (1 + FPE) \text{€}; \quad (3.11)$$

A fatura presente na equação 3.8 é relativa à energia de consumo (1) e a fatura presente na equação 3.9 é relativa à energia de consumo (3). Este conjunto de equações é aplicado na simulação de todos os cenários, exceto no cenário 'Tarifa Dinâmica'. Para a simulação deste cenário as equações 3.8 e 3.9 sofrem uma ligeira alteração, já que o termo referente à Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais é substituído pela expressão presente na equação 3.5.

### 3.6.3 LCOE

O cálculo de *LCOE* é feito de acordo com as expressões 2.1 e 2.2. O parâmetro *I* - Investimento Inicial - considera os custos com a aquisição do(s) aerogedor(es) e os custos associados ao transporte e instalação (CI+CT).

### 3.6.4 Análise de Sensibilidade

A simulação dos cenários criados é acompanhada pela variação de alguns parâmetros que têm influência no valor do *LCOE* e em (11), com o objetivo de se determinar a viabilidade do sistema em estudo caso as condições de aquisição previstas se alterem ligeiramente. Os parâmetros sujeitos a análise de sensibilidade e a respetiva sensibilidade aplicada encontram-se nas tabelas 3.17 e 3.18.

Tabela 3.17: Parâmetros sujeitos a análise de sensibilidades e respetiva gama de sensibilidade aplicada.

Parâmetro	Ajustes de Sensibilidade(%)							
Investimento Inicial	20	15	10	5	0	-5	-10	-15
Custos de Transporte+Instalação	20	15	10	5	0	-5	-10	-15
Custos de Operação e Manutenção	20	15	10	5	0	-5	-10	-15

Tabela 3.18: Parâmetros sujeitos a análise de sensibilidades e respetiva gama de sensibilidade aplicada.

Parâmetro	Ajustes de Sensibilidade(%)						
$r(\%)$	3	2	1	0	-1	-2	-3
$\alpha$	24	19	14	0	-9	-15	-19
$\eta$	30	20	10	0	-10	-20	-30

Os resultados obtidos através da análise de sensibilidade são comparados com os obtidos através da simulação do cenário 'Caso-base', nomeadamente em relação às tarifas equivalentes (10) e (11) e ao valor de *LCOE*. Os resultados da simulação dos cenários através de uma perspetiva otimista são comparados com os resultados obtidos para o 'Caso-base' otimista. Os resultados da simulação dos cenários através de uma perspetiva realista são comparados com os resultados obtidos para o 'Caso-base' realista.

### 3.6.5 Comparativo com o Fotovoltaico

Os dados utilizados em relação à tecnologia fotovoltaica provém de um estudo realizado e publicado numa revista de energia renováveis [3]. Este estudo faz uma análise de viabilidade a um sistema de autoconsumo com recurso a energia fotovoltaica para a cidade do Viseu. Assume-se, para efeitos de comparação com (11), que a tarifa equivalente de autoconsumo com autoprodução fotovoltaica considerando o *LCOE* - (12) -, associado à instalação do sistema na cidade de Viseu



é igual em todas as capitais de distrito do país. Através da comparação de valor entre (12) e (11), caso (12) seja inferior a (11) então é preferível optar pelo sistema fotovoltaico em detrimento do eólico.

A potência da UPAC com tecnologia fotovoltaica é igual à potência nominal do *nED100*: 100 kWp. Os pressupostos económicos utilizados para o cálculo das tarifas equivalentes (10) e (11), relativamente à tecnologia fotovoltaica, são os mesmos que os utilizados anteriormente para a tecnologia eólica, residindo a grande diferença nos custos com investimento, manutenção, transporte e produção de energia.

Potência(kWp)	Custo(€/kWp)
1	1960
10	1688
...	...
100	1453
...	...

Tabela 3.19: Custo de investimento inicial em tecnologia de autoconsumo fotovoltaica, por kWp adquirido [3].

Para o sistema de autoconsumo com autoprodução renovável fotovoltaica não existem duas óticas distintas, realista e otimista, como para o caso eólico. Existe apenas uma tarifa equivalente de autoconsumo com autoprodução, considerando o *LCOE*, que apenas varia de acordo com os dois perfis de consumo existentes.

Tabela 3.20: Dados relativos à UPAC fotovoltaica.

Inv.Inicial(€)	CT(€)+CI(€)	V(anos)	COM(€/ano)	VAFV(€)
145 297	1453	20	1453	36 324

O comparativo entre a opção fotovoltaica e a eólica só se concretiza para as cidades e perfis de consumo em análise que possuem viabilidade económica na instalação do *nED100*, para o cenário simulado 'Caso-base'. Para se saber quais as cidades e perfis que possuem viabilidade económica basta consultar as figuras 4.9, 4.10, 4.11 e 4.12.

Tabela 3.21: Tarifa equivalente de autoconsumo com autoprodução fotovoltaica, considerando o *LCOE*, de acordo com cada perfil de consumo (€/MWh).

	<i>LCOE</i>	(12)
PC 1	54	121.9
PC 2	54	125.5

Tabela 3.22: Exemplo da simulação económica de viabilidade considerando o cenário 'Boa-escolha', de acordo com a ótica otimista e realista.

Cenário: Boa Escolha/Caso-base													
Parâmetro	Sensibilidade	Otimista						Realista					
		LCOE	Δ Caso base	(10)	(11)	Δ Caso base	Viável?	LCOE	Δ Caso base	(10)	(11)	Δ Caso base	Viável?
Investimento Inicial	20%	91	14%	124	122	0%	Sim	126	14%	124	124	0%	Não
	15%	88	11%	124	122	0%	Sim	122	11%	124	124	0%	Não
	10%	85	7%	124	122	0%	Sim	118	7%	124	124	0%	Não
	5%	83	4%	124	122	0%	Sim	114	4%	124	123	0%	Sim
	0%	80	0%	124	122	0%	Sim	110	0%	124	123	0%	Sim
	-5%	77	-4%	124	122	0%	Sim	106	-4%	124	123	0%	Sim
	-10%	74	-7%	124	121	0%	Sim	102	-7%	124	123	0%	Sim
	-15%	71	-11%	124	121	0%	Sim	98	-11%	124	123	0%	Sim
Transporte + Instalação	20%	84	6%	124	122	0%	Sim	116	6%	124	124	0%	Sim
	15%	83	4%	124	122	0%	Sim	114	4%	124	123	0%	Sim
	10%	82	3%	124	122	0%	Sim	113	3%	124	123	0%	Sim
	5%	81	1%	124	122	0%	Sim	111	1%	124	123	0%	Sim
	0%	80	0%	124	122	0%	Sim	110	0%	124	123	0%	Sim
	-5%	79	-1%	124	122	0%	Sim	108	-1%	124	123	0%	Sim
	-10%	77	-3%	124	122	0%	Sim	107	-3%	124	123	0%	Sim
	-15%	76	-4%	124	122	0%	Sim	105	-4%	124	123	0%	Sim
O&M	20%	81	2%	124	122	0%	Sim	112	2%	124	123	0%	Sim
	15%	81	2%	124	122	0%	Sim	112	2%	124	123	0%	Sim
	10%	81	1%	124	122	0%	Sim	111	1%	124	123	0%	Sim
	5%	80	1%	124	122	0%	Sim	111	1%	124	123	0%	Sim
	0%	80	0%	124	122	0%	Sim	110	0%	124	123	0%	Sim
	-5%	79	-1%	124	122	0%	Sim	109	-1%	124	123	0%	Sim
	-10%	79	-1%	124	122	0%	Sim	109	-1%	124	123	0%	Sim
	-15%	78	-2%	124	122	0%	Sim	108	-2%	124	123	0%	Sim
r	3%	81	1%	124	122	0%	Sim	111	1%	124	123	0%	Sim
	2%	80	1%	124	122	0%	Sim	111	1%	124	123	0%	Sim
	1%	80	1%	124	122	0%	Sim	110	1%	124	123	0%	Sim
	0%	80	0%	124	122	0%	Sim	110	0%	124	123	0%	Sim
	-1%	79	-1%	124	122	0%	Sim	109	-1%	124	123	0%	Sim
	-2%	78	-1%	124	122	0%	Sim	108	-1%	124	123	0%	Sim
	-3%	78	-3%	124	122	0%	Sim	107	-3%	124	123	0%	Sim
	-4%	77	-4%	124	122	0%	Sim	106	-4%	124	123	0%	Sim
Alfa	24%	70	-12%	124	121	0%	Sim	97	-12%	124	123	0%	Sim
	19%	72	-10%	124	121	0%	Sim	99	-10%	124	123	0%	Sim
	14%	74	-7%	124	121	0%	Sim	102	-7%	124	123	0%	Sim
	0%	80	0%	124	122	0%	Sim	110	0%	124	123	0%	Sim
	-9%	83	5%	124	122	0%	Sim	115	5%	124	124	0%	Sim
	-15%	86	8%	124	122	0%	Sim	118	8%	124	124	0%	Não
	-19%	87	10%	124	122	0%	Sim	120	10%	124	124	0%	Não
	-23%	85	12%	124	122	0%	Sim	122	12%	124	124	0%	Não
Energia Produzida	30%	61	-23%	124	120	-1%	Sim	85	-23%	124	122	-1%	Sim
	20%	66	-17%	124	121	-1%	Sim	92	-17%	124	122	-1%	Sim
	10%	72	-9%	124	121	0%	Sim	100	-9%	124	123	0%	Sim
	0%	80	0%	124	122	0%	Sim	110	0%	124	123	0%	Sim
	-10%	89	11%	124	122	0%	Sim	122	11%	124	124	0%	Não
	-20%	100	25%	124	123	1%	Sim	137	25%	124	124	1%	Não
	-30%	114	43%	124	124	1%	Sim	157	43%	124	125	1%	Não
	-40%	124	61%	124	124	1%	Sim	171	61%	124	125	1%	Não

## Capítulo 4

# Resultados

É feita uma análise completa para uma localização do autoconsumo na cidade de Aveiro e para a simulação do cenário 'Boa Escolha', já que é o cenário mais provável de ocorrer. Esta secção está dividida em resultados gerais, sem análise de sensibilidade, e em resultados decorrentes da análise de sensibilidade. Os demais resultados, associados às outras cidades, encontram-se na secção Anexos (secção [A.2](#)).

### 4.1 Resultados Gerais

#### 4.1.1 Gama de Valores *LCOE*

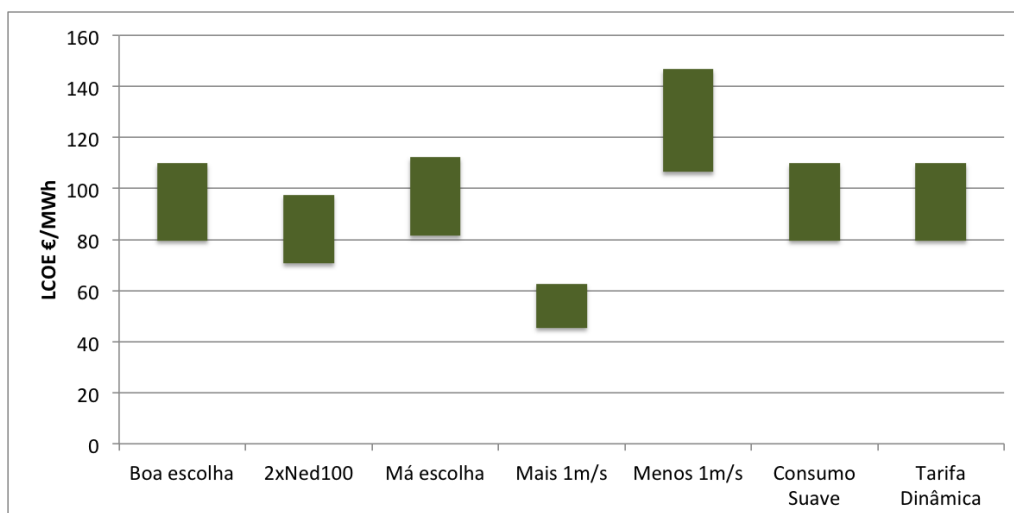


Figura 4.1: Variação do *LCOE* por tipo de cenário simulado.

O *LCOE* associado ao perfil de consumo 1 é igual ao do perfil de consumo 2. Recordando a fórmula de *LCOE* presente na equação [2.1](#) o *LCOE* em nada depende da quantidade de energia consumida. Só depende das características próprias de cada cenário, idênticos para os dois perfis de consumo em análise.

Na figura 4.1 encontram-se as gamas de valor de *LCOE* de acordo com o cenário simulado. O limite inferior de cada intervalo é constituído pelo valor de *LCOE* na perspetiva otimista. O limite superior corresponde ao valor de *LCOE* para a perspetiva realista. O menor custo de produção de energia ocorre para a simulação do cenário 'Mais 1m/s'. Por oposição, à simulação do cenário 'Menos 1m/s', está associado o maior custo de produção de energia. As variações de *LCOE* observadas entre cenários são justificadas pelas diferentes quantidades de energia produzida, com exceção dos cenários '2x nED100' e 'Má escolha'. Para além de lhe estarem associados quantidades de energia diferentes tem custos distintos dos restantes cenários (nomeadamente investimento inicial, transporte e manutenção).

#### 4.1.2 Viabilidade Económica - Perfil de consumo 1 e 2

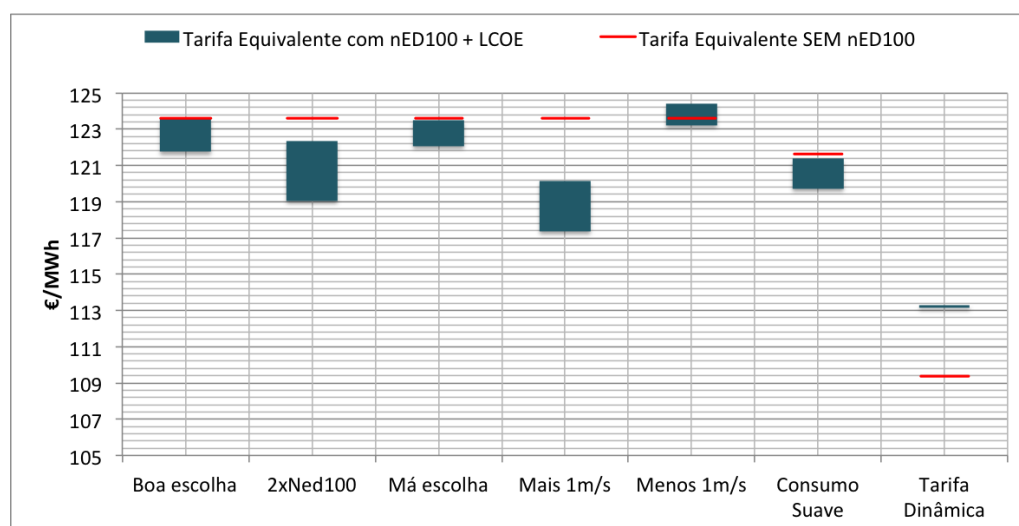


Figura 4.2: Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução considerando o *LCOE* Vs. Tarifa Equivalente de Consumo sem Autoprodução, por cenário simulado. Perfil de consumo 1.

Como definido na seção 3.3 a viabilidade económica do projeto é determinada através da comparação entre (10) e (11). Se (10) é superior a (11) significa que a opção caracterizada na simulação do respetivo cenário é economicamente viável. O intervalo a azul, que representa a gama de variação de (11), é definido através de um limite superior e um limite inferior. O limite inferior corresponde ao valor de (11) através da perspetiva otimista e o limite superior ao valor de (11) através da perspetiva realista, por cenário simulado. Para ambos os perfis de consumo existem vários cenários simulados para os quais as opções tomadas são viáveis do ponto de vista económico (figuras 4.2 e 4.3). As simulações relativas ao cenário 'Tarifa Dinâmica' demonstram que a adoção da tarifa dinâmica torna o projeto inviável, assim como as condições de vento menos favoráveis, associadas à simulação do cenário 'Menos 1m/s'.

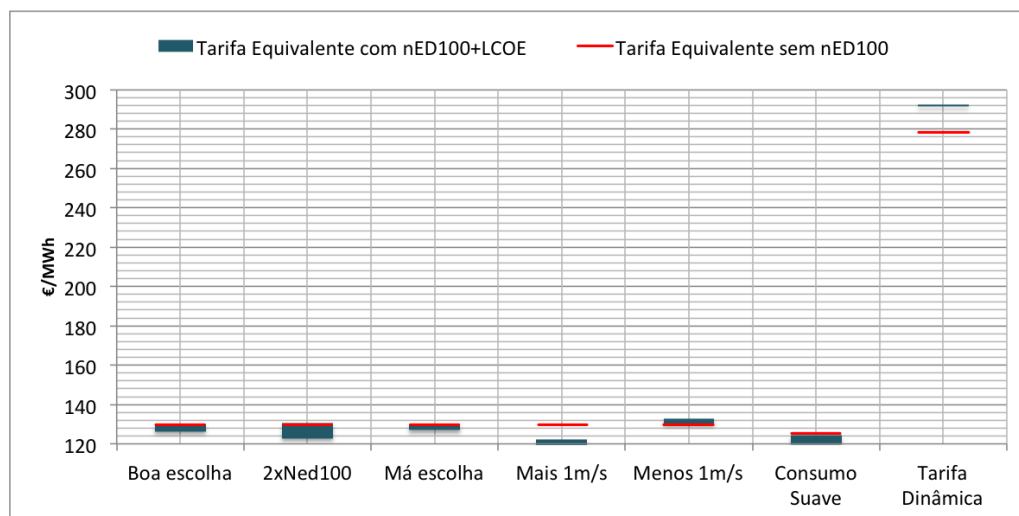


Figura 4.3: Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução, considerando o *LCOE* Vs. Tarifa Equivalente de Consumo sem Autoprodução, por cenário simulado. Perfil de consumo 2.

## 4.2 Resultados da Análise de Sensibilidade

### 4.2.1 Impacto de Variação de Parâmetros no *LCOE*

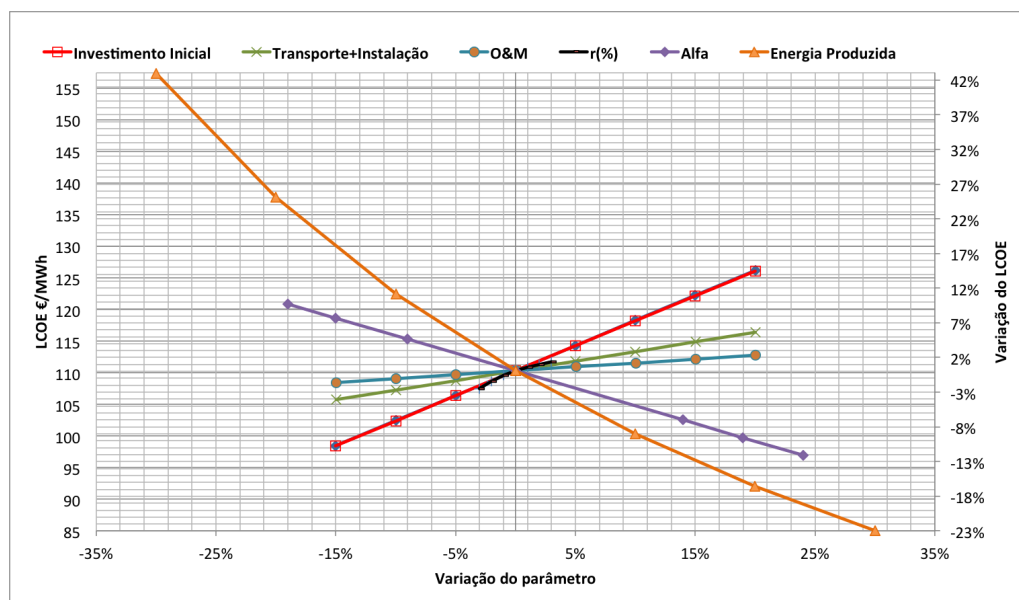


Figura 4.4: Sensibilidade do *LCOE* em relação à variação de parâmetros individuais. Perspetiva realista.

Os parâmetros mais influentes são os que introduzem uma maior variação no valor de *LCOE*. A quantidade de energia produzida é claramente o parâmetro com maior influência no valor do *LCOE*.

#### 4.2.2 Viabilidade Económica - Perfil de Consumo 1

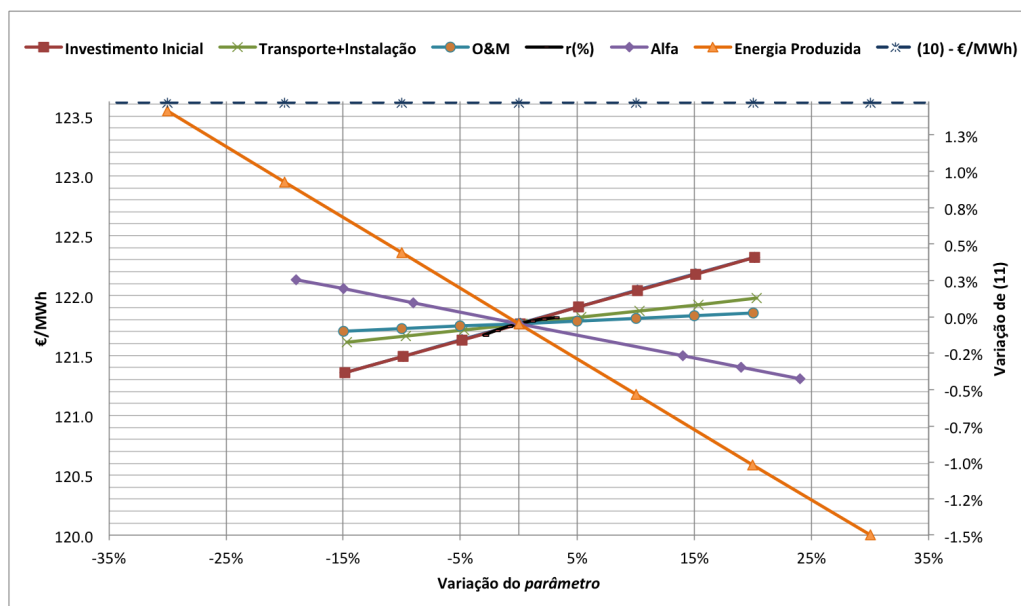


Figura 4.5: Sensibilidade de (11) face a parâmetros individuais. Perspetiva otimista.

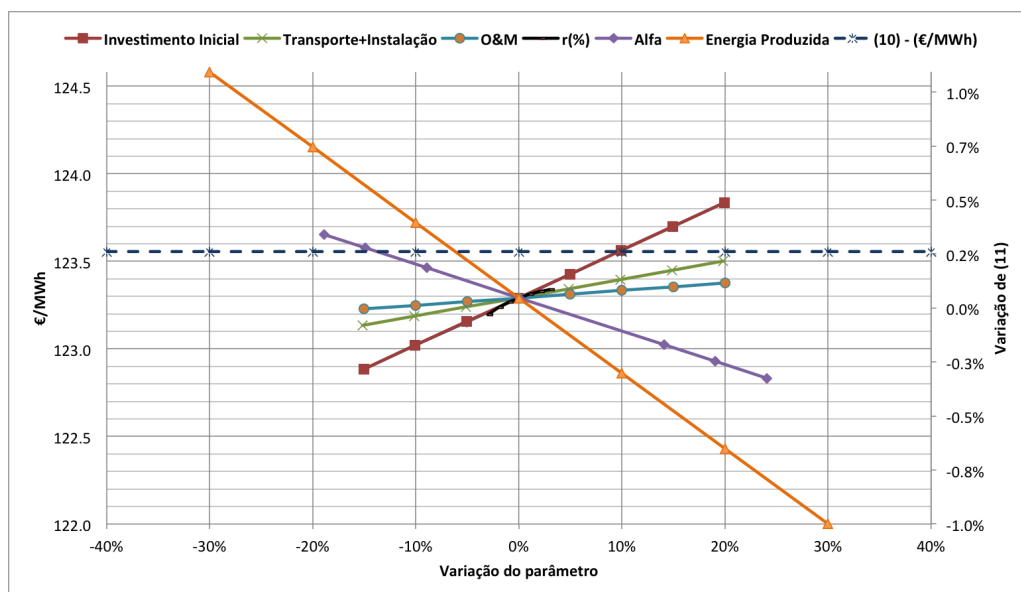


Figura 4.6: Sensibilidade de (11) face a parâmetros individuais. Perspetiva realista.

De acordo com perspetiva otimista, a simulação do cenário 'Boa-escolha' para a cidade de Aveiro gera resultados sempre viáveis independentemente da variação de parâmetros da análise de sensibilidade. Já de acordo com a perspetiva realista, caso haja uma diminuição da produção anual de energia superior a 10% o projeto torna-se não viável. O mesmo acontece se o investimento inicial na aquisição do aerogerador for ligeiramente superior ao estipulado.

### 4.2.3 Viabilidade Económica - Perfil de Consumo 2

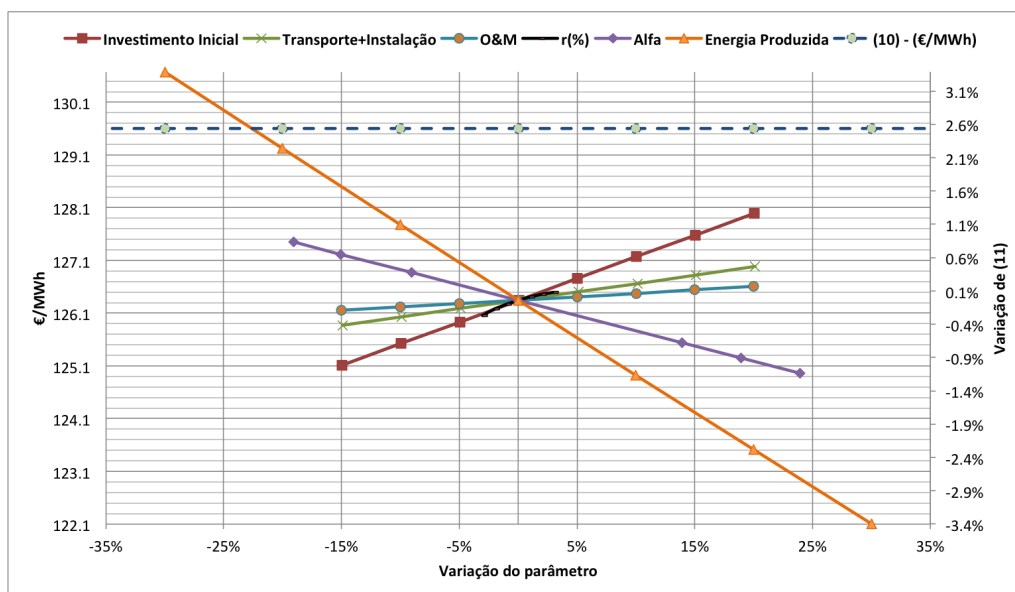


Figura 4.7: Sensibilidade de (11) face a parâmetros individuais. Perspetiva otimista

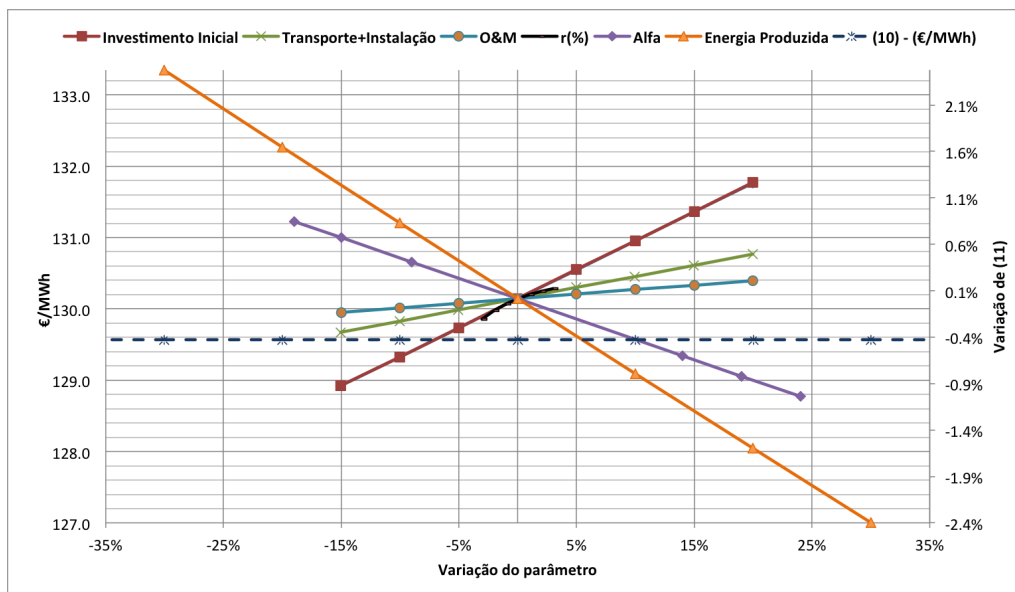


Figura 4.8: Sensibilidade de (11) face a parâmetros individuais. Perspetiva realista.

## 4.3 Mapas de Viabilidade Económica

O *ranking* atribuído às cidades tem por base o valor da tarifa (11). Quanto mais baixo, melhor é o ranking da cidade. A cor verde indica viabilidade económica. A cor vermelha indica o contrário. Os mapas abrangem apenas as simulações feitas para o cenário 'Boa-escolha'.

#### 4.3.1 Mapa para o Perfil de Consumo 1 - Perspetiva Otimista

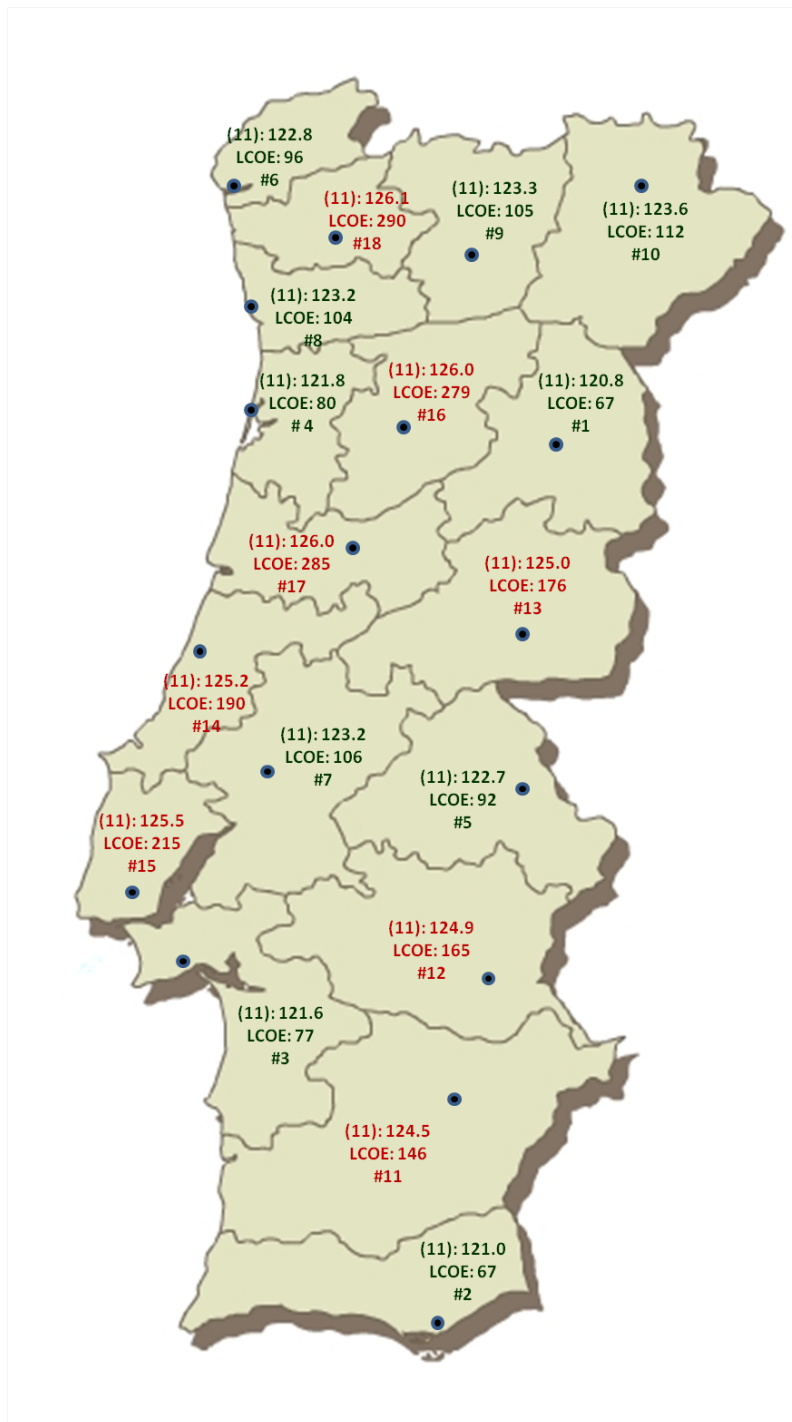


Figura 4.9: Mapa de viabilidade económica para o PC 1. Perspetiva otimista.



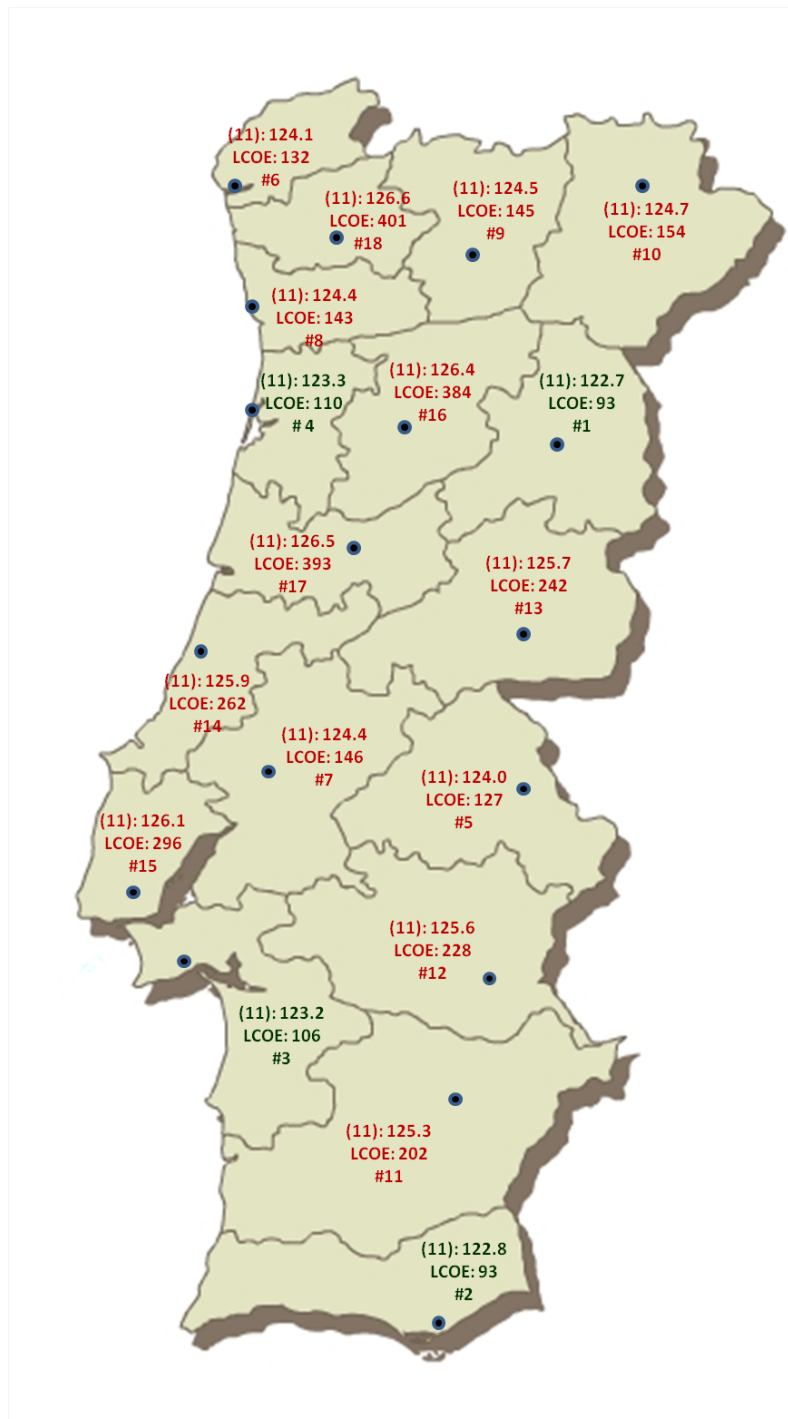
**4.3.2 Mapa para o Perfil de Consumo 1 - Perspetiva Realista**

Figura 4.10: Mapa de viabilidade económica para o PC 1. Perspetiva realista.

### 4.3.3 Mapa para o Perfil de Consumo 2 - Perspetiva Otimista

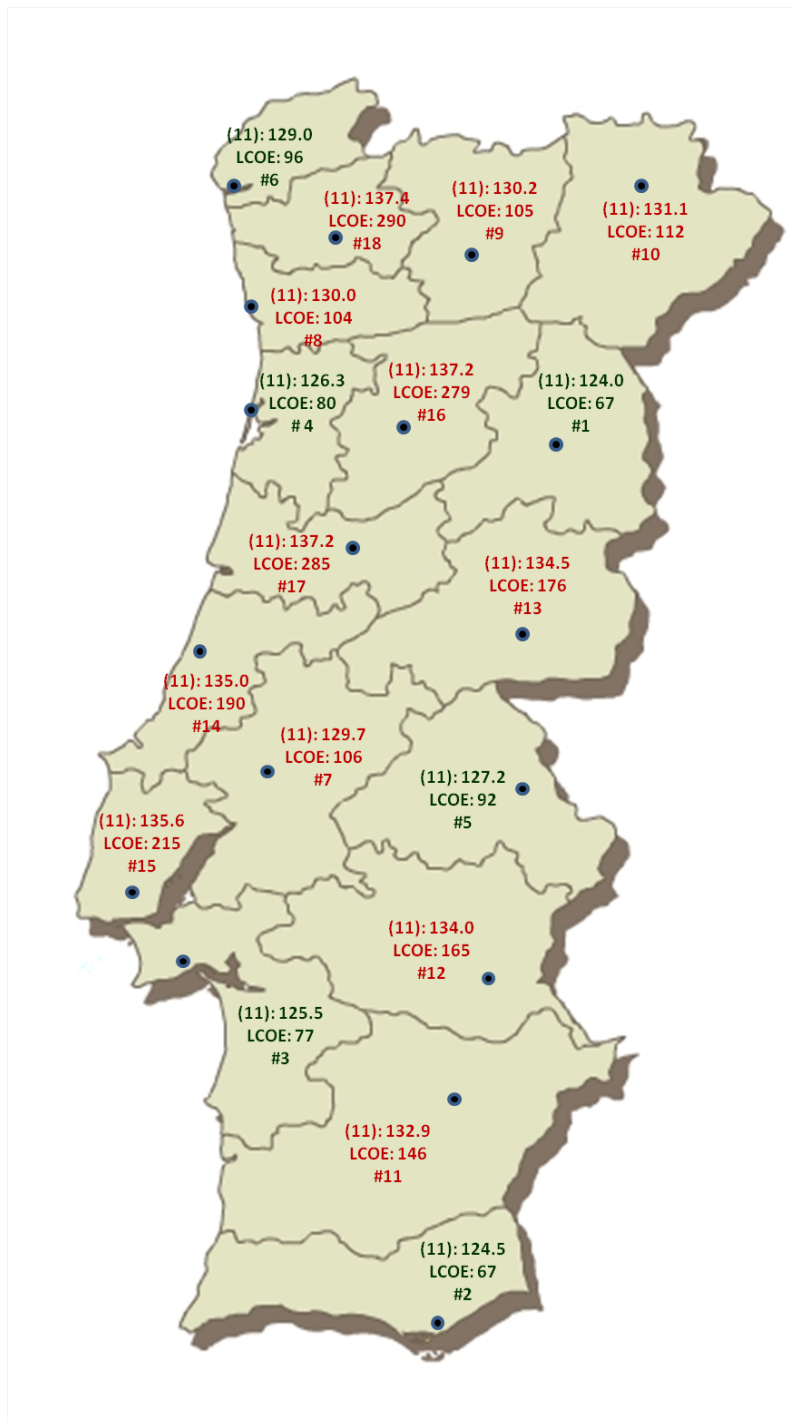


Figura 4.11: Mapa de viabilidade económica para o PC 2. Perspetiva otimista.

#### 4.3.4 Mapa para o Perfil de Consumo 2 - Perspetiva Realista

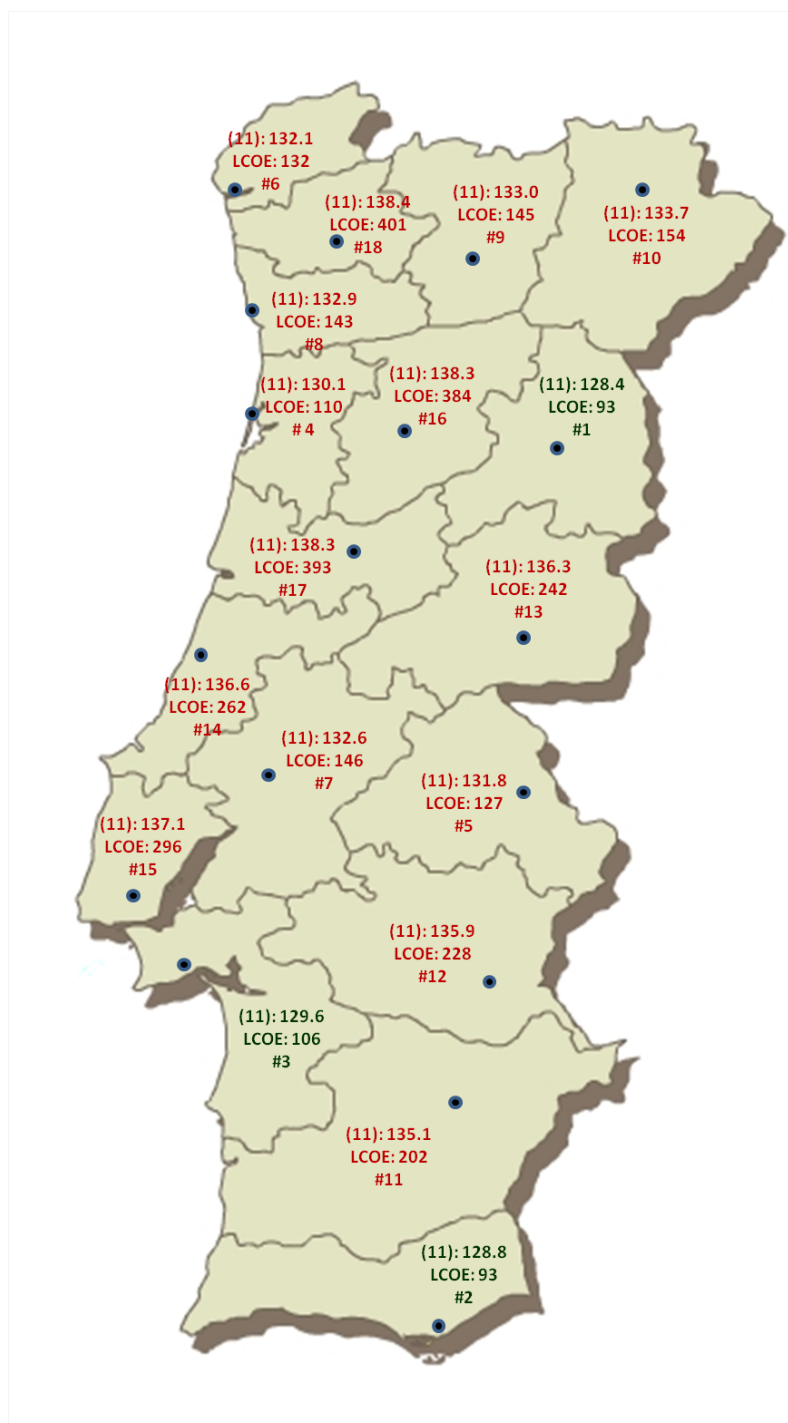


Figura 4.12: Mapa de viabilidade económica para o PC 2. Perspetiva realista.

## 4.4 Comparativo com o Fotovoltaico

### 4.4.1 LCOE

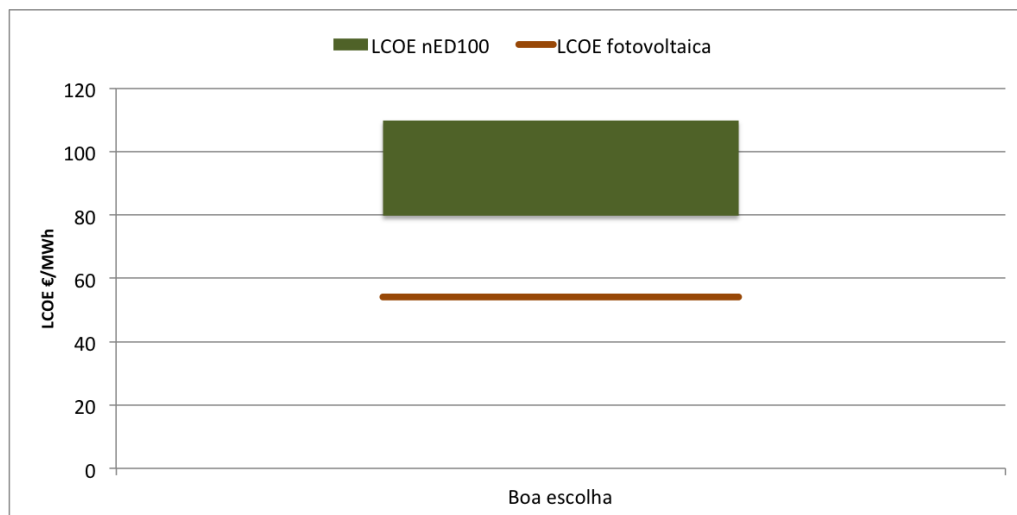


Figura 4.13: *LCOE nED100* Vs. *LCOE UPAC* fotovoltaica.

### 4.4.2 Viabilidade Económica - Perfil de Consumo 1 e 2.

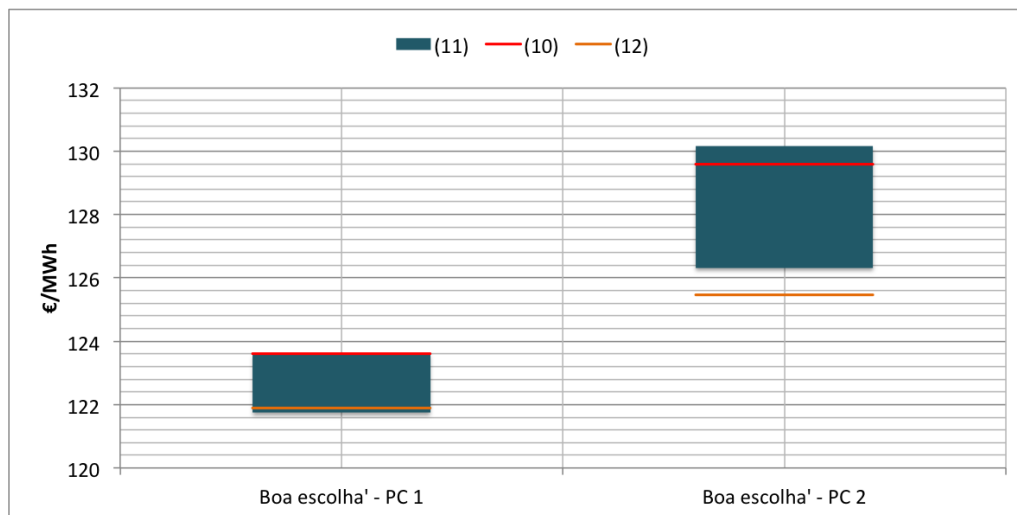


Figura 4.14: Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução Fotovoltaica, considerando o *LCOE* - (12) Vs. Tarifa Equivalente de Autoconsumo com Autoprodução Eólica, considerando o *LCOE* - (11).

Através dos dados presentes na tabela 4.1 é possível comparar (12) com (11), por perfil de consumo e por cidade. Se (12) é inferior a (11) então é mais vantajoso o sistema fotovoltaico. Se (11) é inferior a (12) é mais vantajoso o sistema eólico. Este comparativo abrange apenas as cidades a verde nos mapas de viabilidade da seção 4.3.

Tabela 4.1: Comparativo entre (11) e (12) para os dois perfis de consumo, por capital de distrito. Dados provenientes da simulação do cenário 'Boa-escolha'.

		(12)	
		PC 1	PC 2
Fotovoltaico		121.9	125.5
		(11)	
		PC 1	PC 2
Guarda		120.8	124.0
		122.7	128.4
Faro		121.0	124.5
		122.8	128.8
Setúbal		121.6	125.5
		123.2	129.6
Portalegre		124.0	127.2
Viana do C.		124.5	129.0
Santarém		123.2	-
Porto		123.2	-
Vila Real		123.3	-
Bragança		123.6	-

Através de perspetiva realista a opção fotovoltaica é sempre melhor para ambos os perfis de consumo. Numa perspetiva otimista a opção eólica tem alguma vantagem caso o projeto de instalação do *nED100* seja na Guarda, Faro ou Setúbal.

## 4.5 Limite Máximo de Instalação de Potência de Autoprodução

Pretende-se determinar o número máximo de aerogeradores a instalar de forma a que a tarifa equivalente com autoprodução considerando o *LCOE* - (11) - seja a menor possível, tendo em conta que a potência instalada para autoprodução não pode ser superior 50% da potência de consumo contratada da instalação de consumo (secção 2.3.6).

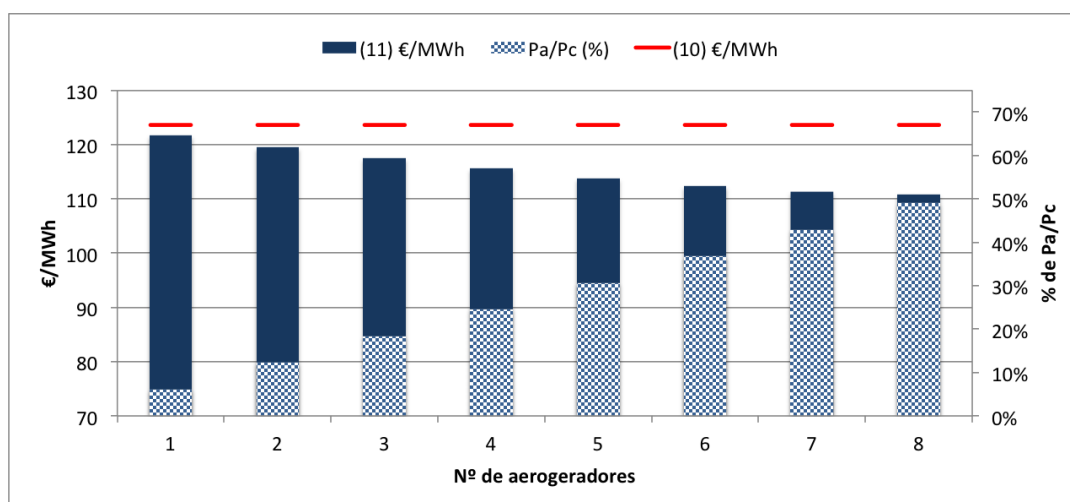


Figura 4.15: Limite máximo de potência de autoconsumo a instalar. PC 1 - Otimista.

O gráfico da figura 4.15 evidencia a evolução de (11) à medida que se instala mais capacidade eólica. Isto é, à medida que se adquirem mais aerogeradores *nED100*. A relação 'Pa/Pc' traduz a fração de potência de autoprodução (Pa) contratada em relação à potência de consumo contratada (Pc). À medida que se aumenta a capacidade eólica instalada diminui (11). O número ótimo de aerogeradores é de 7, para o qual (11) é mínima.

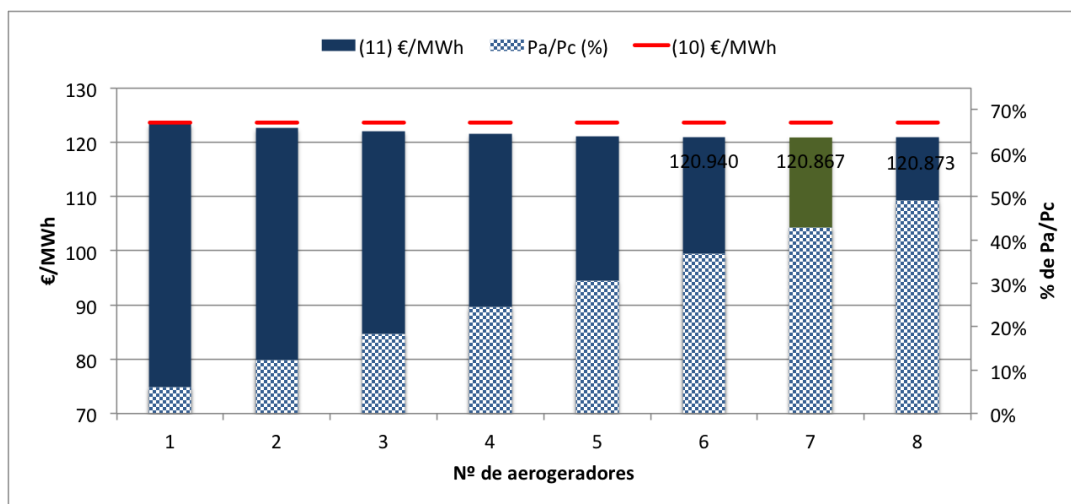


Figura 4.16: Limite máximo de potência de autoconsumo a instalar. PC 1 - Realista.

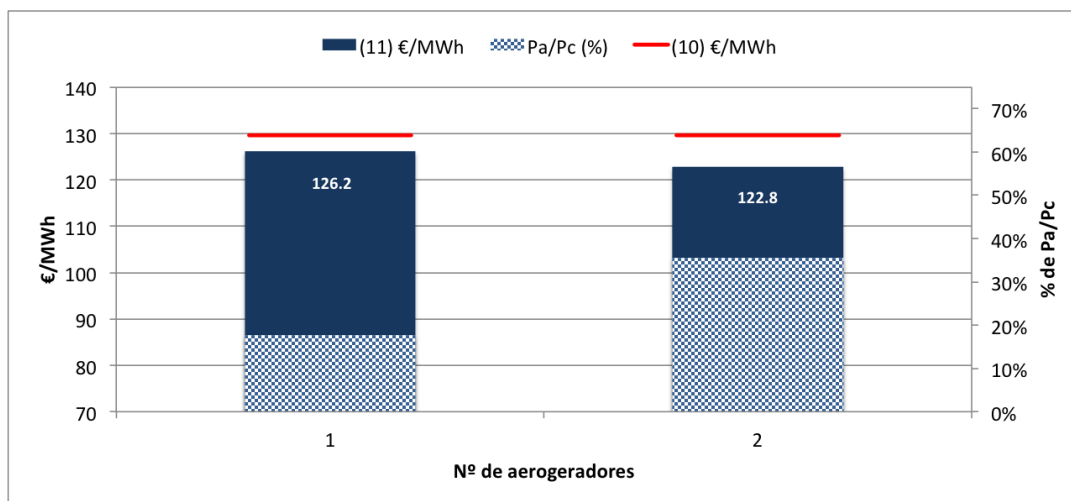


Figura 4.17: Limite máximo de potência de autoconsumo a instalar. PC 2 - Otimista.

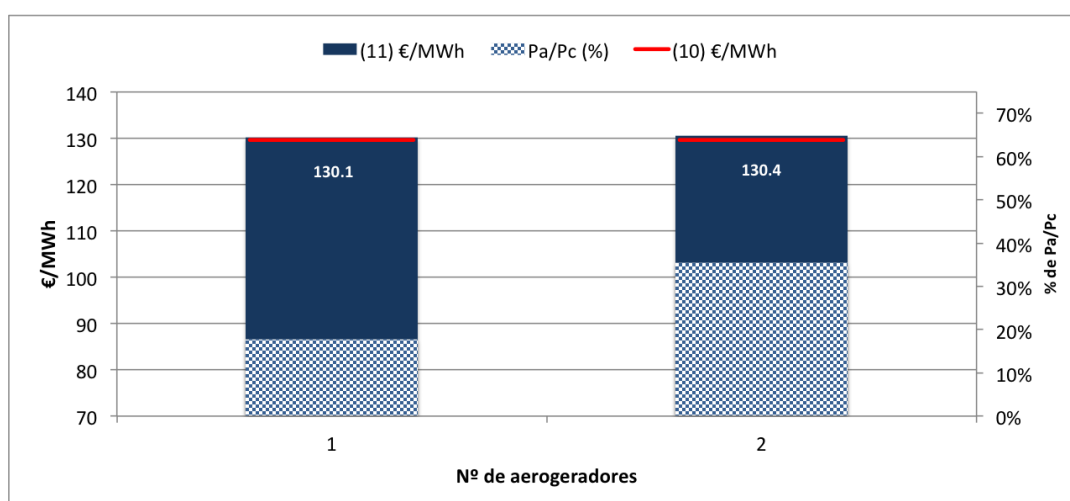


Figura 4.18: Limite máximo de potência a instalar de acordo com o PC 2 - Realista.

Os resultados da simulação do cenário 'Boa Escolha' para a cidade de Aveiro, numa perspetiva realista, determinam que não existe vantagem em instalar o aerogerador característico do cenário simulado. A tarifa equivalente de autoconsumo com autoprodução considerando o *LCOE* - (11) - é sempre superior à tarifa equivalente de consumo - (10) - (142.2 €/MWh) e tende a aumentar com a aquisição de novas unidades de produção.

Tabela 4.2: Limite máximo de potência a instalar por cidade, perfil de consumo e perspetiva (realista ou otimista).

	Otimista			Realista			
	Nº máx.	Pa/Pc (%)	(11)€/MWh	Nº máx.	Pa/Pc (%)	(11)€/MWh	
PC 1	8*	49	105	8*	49	116	Guarda
PC 2	2*	35	119	2*	35	127	
PC 1	8*	49	105	8*	49	116	Faro
PC 2	2*	35	120	2*	18	128	
PC 1	8*	49	109	8*	49	120	Setúbal
PC 2	2*	35	121	2	18	129	
PC 1	8	49	117	-	-	-	Portalegre
PC 2	2*	35	127	-	-	-	
PC 1	7	43	118	-	-	-	Viana do castelo
PC 2	2	35	130	-	-	-	
PC 1	7	43	120	-	-	-	Santarém
PC 2	-	-	-	-	-	-	
PC 1	6	37	121	-	-	-	Porto
PC 1	6	37	121	-	-	-	Vila Real
PC 1	5	31	123	-	-	-	Bragança

Os dados presentes na tabela 4.2 abrangem apenas as cidades a verde nos mapas de viabilidade da seção 4.3. O asterisco indica que se o número máximo de aerogeradores for incrementado é possível obter-se melhores resultados para (11). Contudo, incrementar o número de aerogeradores nestas situações faz com que se ultrapasse o limite de 50% de instalação de potência de autoprodução face à potência de consumo contratada.

## 4.6 Índices de Viabilidade

Os índices de viabilidade criados tem por objetivo fornecer uma avaliação, medida em percentagem, relativa à viabilidade de instalação de um aerogerador *nED100*, com características concordantes com as simuladas em cada cenário, por cidade e por perspetiva otimista (O) ou realista (R). Da análise de sensibilidade geram-se 45 resultados por cenário simulado, tipo de perspetiva e cidade.

### 4.6.1 Perfil de consumo 1

Tabela 4.3: Índice de viabilidade por cenário simulado, perspetiva e cidade. Dados relativos ao perfil de consumo 1. Parte 1.

	Aveiro		Beja		Braga		Bragança		C.Branco		Coimbra		Évora		Faro		Guarda	
	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R
Boa Escolha	45	37	1	0	0	0	24	0	0	0	0	0	0	0	45	43	45	43
2xnED100	45	43	2	0	0	0	38	1	0	0	0	0	0	0	45	44	45	44
Má Escolha	44	34	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0	45	43	45	43
Mais 1m/s	45	45	45	44	42	1	45	45	45	43	45	2	45	44	45	45	45	45
Menos 1m/s	40	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	2	44	8
Consumo Suave	45	37	1	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	45	43	45	43
Tarifa Dinâmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Casos viáveis	264	197	49	44	42	1	146	46	45	43	45	2	45	44	268	220	269	226
Casos possíveis	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Índice viab.(%)	84	63	16	14	13	0	46	15	14	14	14	1	14	14	85	70	85	72

Tabela 4.4: Índice de viabilidade por cenário simulado, perspetiva e cidade. Dados relativos ao perfil de consumo 1. Parte 2.

	Leiria		Lisboa		Portalegre		Porto		Santarém		Setúbal		Viana		V.Real		Viseu	
	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R
Boa Escolha	0	0	0	0	43	3	39	1	41	1	45	42	43	2	39	1	0	0
2xnED100	0	0	0	0	44	8	43	2	43	2	45	43	44	8	43	4	0	2
Má Escolha	0	0	0	0	43	1	0	0	0	0	44	33	43	1	26	0	0	0
Mais 1m/s	45	43	45	43	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	43	2
Menos 1m/s	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	37	1	2	0	0	0	0	0
Consumo Suave	0	0	0	0	43	3	40	1	42	1	45	40	43	2	39	1	0	0
Tarifa Dinâmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Casos viáveis	45	43	45	43	219	60	168	49	171	49	261	204	220	58	192	51	43	4
Casos possíveis	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Índice viab.(%)	14	14	14	14	70	19	53	16	54	16	83	65	70	18	61	16	14	1

Tabela 4.5: Índices de viabilidade totais para os cenários simulados. Dados relativos ao perfil de consumo 1.

	Casos Viáveis	Casos Possíveis	Índice viab. geral(%)	Casos Viáveis	Casos Possíveis	Índice viab. otimista(%)	Casos Viáveis	Casos Possíveis	Índice viab. realista(%)
Boa Escolha	583	1620	36	410	810	51	173	1620	11
2xnED100	638	1620	39	437	810	54	201	1620	12
Má Escolha	454	1620	28	299	810	37	155	1620	10
Mais 1m/s	1477	1620	91	805	810	99	672	1620	41
Menos 1m/s	180	1620	11	168	810	21	12	1620	1
Consumo Suave	589	1620	36	418	810	52	171	1620	11
Tarifa Dinâmica	0	1620	0	0	810	0	0	1620	0



Pela tabela 4.3, Aveiro, de acordo com a perspetiva otimista, tem um índice de viabilidade de 84% ( $\frac{264}{315}$ ) para a instalação de um aerogerador *nED100* com as características inerentes do cenário simulado, o que significa que através da análise de sensibilidade da respetiva simulação do cenário 'Boa Escolha' Aveiro apresenta viabilidade económica para o perfil de consumo 1 em 84% dos resultados obtidos. Os resultados da simulação de cenários e da análise de sensibilidade permitem estabelecer índices de viabilidade para todos os cenários simulados, de acordo com o perfil de consumo, de acordo com o tipo de perspetiva adotada e para cada cidade.

#### 4.6.2 Perfil de consumo 2

Tabela 4.6: Índice de viabilidade por cenário simulado, perspetiva e cidade. Dados relativos ao perfil de consumo 2. Parte 1.

	Aveiro		Beja		Braga		Bragança		C.Branco		Coimbra		Évora		Faro		Guarda	
	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R
Boa Escolha	44	8	1	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	45	37	45	40
2xnED100	44	8	2	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	45	39	45	41
Má Escolha	44	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44	33	45	39
Mais 1m/s	45	45	45	44	24	0	45	44	45	39	45	1	45	43	45	45	45	45
Menos 1m/s	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36	1	42	1
Consumo Suave	45	37	1	0	0	0	26	0	0	0	0	0	0	0	45	43	45	43
Tarifa Dinâmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Casos viáveis	230	104	49	44	24	0	76	44	45	39	45	1	45	43	260	198	267	209
Casos possíveis	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Índice viab.(%)	73	33	16	14	8	0	24	14	14	12	14	0	14	14	83	63	85	66

Tabela 4.7: Índice de viabilidade por cenário simulado, perspetiva e cidade. Dados relativos ao perfil de consumo 2. Parte 2.

	Leiria		Lisboa		Portalegre		Porto		Santarém		Setúbal		Viana		V.Real		Viseu	
	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R	O	R
Boa Escolha	0	0	0	0	43	3	39	1	41	1	45	42	43	2	39	1	0	0
2xnED100	0	0	0	0	44	8	43	2	43	2	45	43	44	8	43	4	0	2
Má Escolha	0	0	0	0	43	1	0	0	0	0	44	33	43	1	26	0	0	0
Mais 1m/s	45	43	45	43	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	43	2
Menos 1m/s	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	37	1	2	0	0	0	0	0
Consumo Suave	0	0	0	0	43	3	40	1	42	1	45	40	43	2	39	1	0	0
Tarifa Dinâmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Casos viáveis	45	43	45	43	219	60	168	49	171	49	261	204	220	58	192	51	43	4
Casos possíveis	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Índice viab.(%)	14	14	14	14	70	19	53	16	54	16	83	65	70	18	61	16	14	1

Tabela 4.8: Índices de viabilidade totais para os cenários simulados. Dados relativos ao perfil de consumo 2.

	Casos Viáveis	Casos Possíveis	Índice viab. geral(%)	Casos Viáveis	Casos Possíveis	Índice viab. otimista(%)	Casos Viáveis	Casos Possíveis	Índice viab. realista(%)
Boa Escolha	522	1620	32	387	810	48	135	1620	8
2xnED100	558	1620	34	401	810	50	157	1620	10
Má Escolha	402	1620	25	289	810	36	113	1620	7
Mais 1m/s	1451	1620	90	787	810	97	664	1620	41
Menos 1m/s	130	1620	8	127	810	16	3	1620	0
Consumo Suave	585	1620	36	414	810	51	171	1620	11
Tarifa Dinâmica	0	1620	0	0	810	0	0	1620	0



## Capítulo 5

# Considerações Finais

As considerações finais são tecidas maioritariamente em relação à perspetiva realista dinamizada ao longo deste estudo, uma vez que é a que mais se aproxima da realidade. Quando mencionada, são tecidos comentários face à perspetiva otimista.

### 5.1 Conclusões

O objetivo principal desta dissertação consistia na determinação de viabilidade económica da implementação de um sistema de autoconsumo, com autoprodução renovável eólica em meio urbano, para as várias capitais de distrito Portuguesas e para dois perfis de consumo energético, tendo esse objetivo sido satisfeito.

A viabilidade económica do projeto é afetada, em larga escala, pelo tipo de perspetiva adotada. A uma perspetiva otimista estão associados alguns resultados francamente positivos, em termos de viabilidade económica do projeto verificada em algumas capitais de distrito do país, o que pode não corresponder à realidade. Já segundo o desenvolvimento da perspetiva realista os resultados são mais contidos, revelando que em termos gerais a viabilidade económica do projeto nem sempre se concretiza. Uma tomada de decisão acerca da instalação, ou não, de um sistema de autoconsumo como este deve ser fortemente influenciada pela perspetiva realista. Assim sendo o aerogerador *nED100* é viável em zonas muito pontuais do país. Tratam-se de zonas ventosas, próximas da costa (Setúbal, Faro e Aveiro), ou zonas de grande altitude (Guarda - cidade mais alta de Portugal, situada a mais de 1000 m de altitude). Para as restantes cidades não compensa a instalação do aerogerador. Braga, Viseu e Coimbra destacam-se por serem os piores locais para implementação de um sistema *nED100*, já que os regimes de vento dessas cidades não são favoráveis para aproveitamento eólico.

Relativamente aos cenários simulados conclui-se que caso o aerogerador seja instalado numa zona com mais 1m/s de vento, em todos os momentos do ano, torna o projeto, na maioria das situações, viável tanto para o perfil de consumo 1 como para o 2. Em sentido oposto, se o aerogerador for instalado numa zona em que o vento sopra constantemente com menos 1m/s do que o previsto, a viabilidade económica da maioria dos projetos é afetada, tornando-se inviáveis.

A aquisição de duas unidades *nED100* faz surtir o seu efeito quanto à viabilidade do projeto. De fato, através da análise feita conclui-se que para as cidades cujos perfis de consumo têm viabilidade económica na instalação de um único *nED100*, com 24 m de diâmetro de rotor e com o cubo do rotor posicionado a 36 m de altura do nível do solo, obtém-se melhores tarifas equivalentes de autoconsumo através da aquisição de dois aerogeradores do que adquirindo apenas um. A aquisição de duas unidades de produção dobra a energia produzida anualmente. Ao mesmo tempo os custos de produção de energia baixam, já que se beneficia a compra de aerogeradores em quantidade através da atribuição de descontos para a aquisição de unidades extra. Este facto ganha relevo com o estudo de número máximo de aerogeradores a instalar para as cidades cujos perfis de consumo são viáveis na simulação do cenário 'Boa Escolha/Caso-base'. O aumento da potência de autoprodução beneficia a diminuição da tarifa equivalente de autoconsumo com autoprodução renovável eólica, considerando o *LCOE*, de tal forma que em algumas situações poderia até ser benéfico instalar mais do que o limite de potência de autoprodução permitida. Contudo esta conclusão é extremamente dependente do perfil de consumo típico de cada consumidor. Para um outro qualquer perfil de consumo, com consumos energéticos muito inferiores aos consumos energéticos dos dois perfis de consumo em análise, a aquisição de múltiplos aerogeradores poderá não ser viável. Como referido inicialmente, a viabilidade económica de instalação de uma UPAC está fortemente ligada ao tipo e ao grau de consumos energéticos existentes, procurando-se sempre o melhor dimensionamento da UPAC em relação às características de consumo da instalação de consumo. Caso a instalação de consumo não possua capacidade para absorver grande parte da energia produzida pela UPAC então a viabilidade do sistema torna-se perigosamente comprometida.

A simulação do cenário 'Consumo Suave' permite concluir que embora nem sempre a opção de adquirir um aerogerador e suavizar os consumos energéticos seja economicamente viável, a opção de suavizar os consumos por si só garante uma diminuição na tarifa equivalente de consumo sem autoprodução. A suavização dos consumos obriga a uma menor utilização da potência de ponta o que origina menores custos com a fatura energética.

A aquisição de um aerogerador conjuntamente com a opção de uso de uma tarifa dinâmica para faturação energética é economicamente inviável. Quando existe bastante vento passível de ser aproveitado pelos grandes aerogeradores há uma maior penetração de energia de fonte eólica no abastecimento dos consumos nacionais. A injeção de energia renovável eólica na rede pública provoca uma diminuição do preço de energia, uma vez que a tecnologia eólica se encontra num estado de maturação avançado, permitindo que os custos de produção de energia associados às grandes centrais sejam mais baixos do que a grande maioria dos custos de produção de energia das restantes fontes de produção de energia. Nos momentos em que as grandes centrais eólicas estão com grandes níveis de produção o sistema em estudo estará também, à partida, a produzir a uma potência bastante considerável. Assim o consumidor não beneficia da energia momentaneamente mais barata da rede, uma vez que o seu sistema autoprodutor lhe estará a garantir parte, ou na totalidade, do seu próprio consumo energético.

A opção por um *nED100* com rotor de 22 m de diâmetro e altura de torre de 24.5 m (simulado através do cenário 'Má Escolha') revela-se pior do que optar pelo *nED100* com rotor de 24 m e

altura de torre de 36 m (simulado através do cenário 'Boa Escolha'). Apesar dos menores custos associados ao *nED100* de rotor com menores dimensões parece haver uma compensação na de produção de energia por parte do aerogerador com rotor maior, repondo um maior esforço inicial de investimento.

Através da análise de sensibilidade feita é possível concluir que o parâmetro 'Produção de Energia' é o que mais afeta a viabilidade económica do projeto, satisfazendo-se mais um objetivo proposto no início deste estudo. Uma pequena redução na produção de energia anualmente esperada põe em risco a maior parte dos projetos que são viáveis. Muitas razões podem justificar uma ligeira redução na produção anual de energia, desde pequenas avarias a ventos pouco favoráveis. Os parâmetros 'Investimento Inicial' e 'Custos com Operação e Manutenção' têm também influência na viabilidade do sistema já que entram diretamente na fórmula de cálculo do LCOE. Quanto maior é o custo de produção de energia do sistema maior é a tarifa equivalente de auto-consumo com autoprodução renovável e menor será a hipótese de viabilidade de um projeto. As variáveis técnicas parecem ter uma maior influência ao nível da viabilidade do projeto do que as variáveis financeiras.

A aquisição de um sistema fotovoltaico de potência nominal igual à do *nED100* é uma melhor opção do que adquirir o *nED100*. A UPAC baseada na tecnologia fotovoltaica apresenta uma tarifa equivalente de consumo com autoprodução renovável fotovoltaica considerando o LCOE sempre inferior à baseada na tecnologia eólica, para ambos os perfis de consumo. Os menores custos de produção de energia fotovoltaica, associados a um menor investimento inicial, a menores custos com manutenção e instalação, tornam a tecnologia fotovoltaica mais aliciante para os perfis de consumo em análise. Além do mais a aposta na tecnologia fotovoltaica em vez da eólica pode representar maior segurança de investimento, já que a energia proveniente do Sol é menos irregular do que a oriunda do vento.

A perspetiva otimista permite perceber o quanto se pode falhar na determinação da viabilidade económica do sistema analisado se não se tiver em consideração o erro associado aos modelos de previsão e às leis de extrapolação vertical da velocidade de vento. Através da ótica otimista são muitas as cidades, para ambos os perfis de consumo, para as quais a instalação de um sistema *nED100* é economicamente viável, o que não é necessariamente verdade. A opção pelo sistema fotovoltaico em certas capitais de distrito, à luz da ótica otimista, é inclusivamente pior do que a opção pela tecnologia eólica. Tal fato é totalmente refutado à luz da perspetiva realista.

Os mapas de viabilidade económica construídos constituem uma ferramenta útil na perceção dos locais viáveis em Portugal, para a instalação do *nED100*. Contudo constituem um recurso limitado uma vez que estão apenas vocacionados para os perfis de consumo em análise.

## 5.2 Trabalhos Futuros

Terminado o presente trabalho apresentam-se neste ponto algumas considerações futuros que podem acrescentar valor ao trabalho realizado:

- Trabalhar com observações de vento e não com séries de previsões provenientes de modelos de mesoescala. Dados reais originam resultados mais fiáveis;
- Distinguir o erro associado à lei da extrapolação vertical da velocidade de vento e ao modelo *WRF* de acordo com a gama de velocidade do vento. Desta forma evita-se a uniformização do erro e a consideração de que tanto a Lei da Potência como o modelo *WRF* tem a mesma percentagem de erro para todas as gamas de velocidade;
- Alterar os custos de transporte do *nED100* de forma a que variem consonantemente com a distância a que se encontra a fábrica mãe do local de destino de implementação do mesmo;
- Fazer uma avaliação financeira mais aprofundada para determinação da viabilidade económica do projeto, incluindo outros indicadores de avaliação de viabilidade económica como a TIR, o VPL ou a VAL;
- Adequar a simulação do cenário 'Má Escolha' conforme as especificidades de cada local e perfil de consumo, nomeadamente na escolha do aerogerador que representa uma má escolha. Não partir do princípio que uma má escolha depende apenas dos fatores de capacidade e número de horas equivalente de um aerogerador;
- Determinar taxas de desconto aplicáveis aos custos com operação e manutenção e aquisição de múltiplos aerogeradores rigorosas e apropriadas;
- Elaborar um estudo similar mas vocacionado para a tecnologia fotovoltaica, de forma a se poder fazer um melhor comparativo entre o sistema em estudo e um equivalente fotovoltaico.
- Obter valores reais dos coeficientes aditivos do custo de fornecimento assumidos pelo comercializador para uma mais fiável simulação do cenário "Tarifa Dinâmica";

# Referências

- [1] Manuel Azevedo. *Seminário de Autoconsumo - Na Perspetiva de consumidores domésticos*. FEUP, 2014. URL: [https://sigarra.up.pt/feup/pt/noticias\\_geral.ver\\_noticia?p\\_nr=37688](https://sigarra.up.pt/feup/pt/noticias_geral.ver_noticia?p_nr=37688).
- [2] Autoconsumo e Pequena Produção de Eletricidade. Última visita: 2015-07-21. [Online]. URL: <http://www.energia.pt/pt/fotovoltaico>.
- [3] Sara Costa e Cláudio Domingos Martins Monteiro. Modelização e Simulação Financeira de Modelos de Autoconsumo. *Renováveis Magazine*, páginas 35–41, 2014.
- [4] L.P. Hill Country Wind Power. Wind Basics - Hill Country Wind Power. Última visita: 2015-04-03. [Online]. URL: <http://www.hillcountrywindpower.com/wind-basics.php>.
- [5] Alan D. Wright. 2014 WIND POWER PROGRAM PEER REVIEW. Relatório técnico, U.S. Department of Energy, 2014. Última visita: 2015-04-03. [Online]. URL: [http://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/06/f16/eere\\_wpp\\_2014\\_peer\\_review\\_NextGeneration.pdf](http://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/06/f16/eere_wpp_2014_peer_review_NextGeneration.pdf).
- [6] Volker Quaschnig. *Understanding Renewable Energy Systems*, volume 1. Earthscan, 2005.
- [7] Paul Gipe. *Wind Power: Renewable Energy for Home, Farm, and Business, 2nd Edition*. Chelsea Green Publishing, 2004. URL: <https://books.google.com/books?id=1ZKky0XK6IUC&pgis=1>.
- [8] Wind Power Program. Wind turbine power curve definitions. Última visita: 2015-04-03. [Online]. URL: <http://www.wind-power-program.com/popups/powercurve.htm>.
- [9] Norvento. Norvento - Especificações gerais do aerogerador nED 100. URL: [http://www.norvento.com/wp-content/uploads/2015/01/tablas-nED100\\_pt\\_0014.pdf](http://www.norvento.com/wp-content/uploads/2015/01/tablas-nED100_pt_0014.pdf).
- [10] Cláudio Monteiro. *Energia Eólica. Apontamentos da Unidade Curricular de Energia Eólica e Solar*. FEUP, Porto, 2014.
- [11] José Tor Jervell. Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores. Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores, 2008.
- [12] Senate Department for Urban Development and the Environment. Berlin Environmental Atlas - 04.03 Near Ground Wind Speeds. Última visita: 2015-04-03. [Online]. URL: [http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/umweltatlas/ed403\\_01.htm](http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/umweltatlas/ed403_01.htm).

- [13] James F. Manwell, Jon G. McGowan, e Anthony L. Rogers. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. John Wiley & Sons, 2010. URL: [http://www.google.pt/books?hl=pt-PT&lr=&id=roaTx\\_Of0vAC&pgis=1](http://www.google.pt/books?hl=pt-PT&lr=&id=roaTx_Of0vAC&pgis=1).
- [14] Ministry for the Environment of New Zealand. Good practice guide for atmospheric dispersion modelling. Última visita: 2015-04-03. [Online]. URL: <http://www.mfe.govt.nz/publications/air/good-practice-guide-atmospheric-dispersion-modelling>.
- [15] European Wind Energy Association. The annual variability of wind speed. Última visita: 2015-03-17. [Online]. URL: <http://www.wind-energy-the-facts.org/the-annual-variability-of-wind-speed.html>.
- [16] Wind Characteristics, Wind Speed and Energy. Última visita: 2015-03-23. [Online], url = [http://www.greenrhinoenergy.com/renewable/wind/wind\\_characteristics.php](http://www.greenrhinoenergy.com/renewable/wind/wind_characteristics.php), urldate = 2015-03-23.
- [17] Isaac Braña. Sodar: Operation and Limitations. Última visita: 2015-03-23. [Online]. URL: <https://isaacbrana.wordpress.com/2012/02/18/sodar-operation-limitations-12/>.
- [18] AUTODESK. Knowledge Network. Rosa dos ventos anual. Última visita: 2015-03-31. [Online]. URL: <http://knowledge.autodesk.com/support/revit-products/learn-explore/caas/CloudHelp/cloudhelp/2015/PTB/Revit-Analyze/files/GUID-2AACFEA1-16BD-4A01-BD75-81B12E56A57C-htm.html>.
- [19] Ana Estanqueiro e Teresa Simões. Aproveitamento de Energia Eólica em Ambiente Urbano e Construído. *Renováveis Magazine*, 2º trimestre:44–50, 2010.
- [20] E. Simiu e R.H. Scanlan. *Wind effects on structures. An introduction to wind engineering*. John Wiley and Sons, New York, USA, 2ª edição, 1986.
- [21] M.L. Ray, a.L. Rogers, e J.G. McGowan. Analysis of wind shear models and trends in different terrains. *University of Massachusetts*, páginas 1–14, 2006. URL: <http://www.umass.edu/windenergy/publications/published/2006/AWEA2006WindShear.pdf>.
- [22] C. Monteiro, R. Bessa, V. Miranda, A. Botterud, J. Wang, G. Conzelmann, Decision, e INESC Porto Information Sciences. *Wind power forecasting: state-of-the-art 2009*. Nov 2009. URL: <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/968212>, doi:10.2172/968212.
- [23] Smartwatt Solutions for Energy Systems. Quem somos, Julho de 2015. Disponível em <http://www.smartwatt.pt/>.
- [24] Norvento Enerxia. Quem somos, Julho de 2015. Disponível em <http://www.norvento.com/pt-pt/norvento-the-group/>.
- [25] Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia., 2011. URL: <http://www.boe.es/boe/dias/2011/12/08/pdfs/BOE-A-2011-19242.pdf>.



- [26] Sandra Enkhardt e Becky Beetz. A look at Italy's latest Conto Energia. *PV Magazine*, página 1, 2012. URL: [http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/a-look-at-italys-latest-conto-energia-\\_100008223/#axzz3Y33V93T8](http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/a-look-at-italys-latest-conto-energia-_100008223/#axzz3Y33V93T8).
- [27] McDermott Will & Emery. Fifth Conto Energia: New Feed-In Tariffs for Photovoltaic Energy Plants in Italy. Relatório técnico, McDermott Will & Emery, 2012. URL: <http://www.mwe.com/files/Uploads/Documents/Pubs/NewFeed-InTariffsforPhotovoltaicEnergyPlantsinItaly.pdf>.
- [28] Mark Fulton, Reid Capalino, e Josef Auer. The German Feed-in Tariff: Recent Policy Chages. Relatório técnico, Deutsche Bank Group, New York, USA, 2012. URL: [https://www.dbresearch.com/PROD/DBR\\_INTERNET\\_EN-PROD/PROD0000000000294376/The+German+Feed-in+Tariff%3A+Recent+Policy+Changes.PDF](https://www.dbresearch.com/PROD/DBR_INTERNET_EN-PROD/PROD0000000000294376/The+German+Feed-in+Tariff%3A+Recent+Policy+Changes.PDF).
- [29] Decreto-Lei n.º 363/2007 e de 2 de Novembro. Diário da República, 1.ª série — N.º 211 — 2 de Novembro de 2007 . Ministério da Economia e da Inovação. URL: <http://www.adene.pt/sites/default/files/0797807984.pdf>.
- [30] Decreto-Lei n.º 34/2011 e de 8 de Março. Diário da República, 1.ª série — N.º 47 — 8 de Março de 2011 .Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, 2011. URL: <http://www.azores.gov.pt/NR/rdonlyres/BCCDB950-E223-4DA1-A9FB-C4602E217D78/489106/0131601325.pdf>.
- [31] Carlos Moreira. *Micro-Geração, Mini-Geração e o Autoconsumo. Aparentamentos da Unidade Curricular de Produção Dispersa* . FEUP, Porto, 2014.
- [32] Agency International Energy & Nuclear Energy Agency. *Projected Costs of Generating Electricity*. Printed by Actuel Graphic, France, 2010 edição, 2010. URL: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf).
- [33] Department of Energy & Climate Change. Electricity Generation Costs. Relatório técnico, Department of Energy & Climate Change, 2012. URL: [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/65713/6883-electricity-generation-costs.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65713/6883-electricity-generation-costs.pdf).
- [34] Alok Vasudev. The Levelized Cost of Electricity. 2011. URL: <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/vasudev1/>.
- [35] Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro. Diário da República, 1.ª série—N.º 202. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa, 2014.
- [36] Portaria n.º 14/2015 de 23 de Janeiro. Diário da República, 1.ª série—N.º 16. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa.
- [37] Fernanda Resende. Tecnologias de Conversão de Energia Eólica para Grandes Sistemas Ligados à Rede. *Renováveis Magazine*, 2º trimestre, páginas 28–35, 2010.
- [38] Fernanda de Oliveira Resende. Evolução tecnológica dos sistemas de conversão de energia eólica para ligação à rede. *e-LP Engineering and Technology Journal*, 2(1), 2011. URL: <http://revistas.ulusofona.pt/index.php/revistae-lp/article/view/1991>.

- [39] Sinisa Stankovic, Neil Campbell, e Alan Harries. *Urban Wind Energy*. Routledge, 2009. URL: <http://www.google.pt/books?hl=pt-PT&lr=&id=RDL2LhTMcQIC&pgis=1>.
- [40] A Soares, P Pinto, e R Pilão. Mesoscale modelling for wind resource evaluation purposes. A test case in complex terrain. Em *Internacional Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10)*, volume 5, página 5, Granada, 2010. European Association for the Development of Renewable Energies, Environment and Power Quality.
- [41] D. Carvalho, a. Rocha, C. Silva Santos, e R. Pereira. Wind resource modelling in complex terrain using different mesoscale-microscale coupling techniques. *Applied Energy*, 108:493–504, 2013. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.03.074>, doi:10.1016/j.apenergy.2013.03.074.
- [42] Catarina Salgado. Base de Dados do Potencial Eólico em Portugal Continental, 2014.
- [43] Ana Estanqueiro e Teresa Simões Esteves. Base De Dados Do Potencial Energético Do Vento Em Portugal – Metodologia E Desenvolvimento. Relatório técnico, INETI - Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial. Departamento de Energias Renováveis, 2004.
- [44] Morais Alexandre Jorge Lopes. Produção Eólica e Enquadramento Técnico Económico em Portugal., 2009.
- [45] Danish Wind Industry Association. Wind Obstacles, 2003. Última visita: 2015-03-17. [Online]. URL: <http://www.windpower.org/en/tour/wres/obst.htm>.
- [46] Federação Portuguesa de Calumbofilos. Ventos Locais. Última visita: 2015-03-17. [Online]. URL: <http://www.fpcolumbofilia.pt/meteo/escola14.htm>.
- [47] EDP Energias de Portugal. Programa Nacional de Barragens. Última visita: 2015-03-17. [Online], url = [http://www.a-nossa-energia.edp.pt/mais\\_melhor\\_energia/programa\\_nacional\\_barragens.php](http://www.a-nossa-energia.edp.pt/mais_melhor_energia/programa_nacional_barragens.php), urldate = 2015-03-17.
- [48] Ernest W Peterson e Joseph P Hennessey Jr. On the use of power laws for estimates of wind power potential. *Journal of Applied Meteorology*, 17(3):390–394, 1978.
- [49] Khaled SM Essa, M Embaby, e Soad M Etman. A notional variation of the wind profile power-law exponent as a function of surface roughness and stability. *EG EG0600123*, (2):410, 2003.
- [50] Paulo Veiga. Paulo da Veiga Fernandes VISANDO O SEU APROVEITAMENTO ENERGÉTICO Orientador : Álvaro Rodrigues Professor Auxiliar. 2005.
- [51] E. Ower e R. C. Pankhurst. *The Measurement of Air Flow*. Elsevier, 2014. URL: <https://books.google.com/books?id=Mx2jBQAAQBAJ&pgis=1>.
- [52] M. Kanamitsu E. Kalnay. The NCEP/NCAR 40-Year Reanalysis Project, 1996. URL: <http://dss.ucar.edu/datasets/ds090.0/docs/publications/bams1996mar/bams95.txt>.

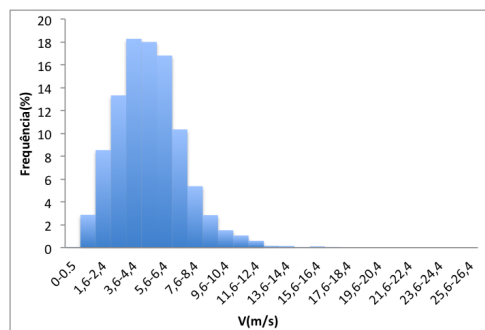
- [53] Thomas L. Black. The New NMC Mesoscale Eta Model: Description and Forecast Examples. *Weather and Forecasting*, 9(2):265–278, Junho 1994. URL: [http://journals.ametsoc.org/doi/abs/10.1175/1520-0434\(1994\)009%3C0265%3ATNNMEM%3E2.0.CO%3B2](http://journals.ametsoc.org/doi/abs/10.1175/1520-0434(1994)009%3C0265%3ATNNMEM%3E2.0.CO%3B2), doi:10.1175/1520-0434(1994)009<0265:TNNMEM>2.0.CO;2.
- [54] HIRLAM NWP in Europe. General model description. Última visita: 2015-03-23. [Online]. URL: <http://www.hirlam.org/index.php/hirlam-programme-53/general-model-description>.
- [55] Météo-France. ALADIN Numerical Weather Prediction Project. Última visita: 2015-03-23. [Online]. URL: <http://www.cnrm.meteo.fr/aladin-old/>.
- [56] The Weather Research&Forecasting Model Website.
- [57] R a Pielke, W R Cotton, R L Walko, C J Tremback, W a Lyons, L D Grasso, M E Nicholls, M D Moran, D a Wesley, T J Lee, e J H Copeland. RAMS contracts and grants. *Vegetatio*, 91:69–91, 1992.
- [58] Y Seity e P Brousseau. The AROME-France convective-scale operational model. *Monthly Weather*, 2011. URL: <http://journals.ametsoc.org/doi/abs/10.1175/2010MWR3425.1>.
- [59] Georg A Grell, Jimy Dudhia, David R Stauffer, et al. A description of the fifth-generation penn state/ncar mesoscale model (mm5). 1994.
- [60] William C. Skamarock e Joseph B. Klemp. A time-split nonhydrostatic atmospheric model for weather research and forecasting applications. *Journal of Computational Physics*, 227(7):3465–3485, 2008. doi:10.1016/j.jcp.2007.01.037.
- [61] I. Troen e E. Lundtang Petersen. European wind atlas. Janeiro 1989. URL: [https://www.etde.org/etdeweb/details\\_open.jsp?osti\\_id=5920204](https://www.etde.org/etdeweb/details_open.jsp?osti_id=5920204).
- [62] Ana Estanqueiro e Teresa Simões. Aproveitamento de energia eólica em ambiente urbano e construído. *Renováveis Magazine*, 2º trimestre:44–50, 2010.
- [63] Dong Li, Shujie Wang, e Peng Yuan. A Review of Micro Wind Turbines in the Built Environment. Em *2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, páginas 1–4. IEEE, 2010. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=5448223>, doi:10.1109/APPEEC.2010.5448223.
- [64] Teresa Simões Esteves. *Identificação do Potencial Renovável para Produção de Electricidade na Perspectiva da Microgeração*. Tese de doutoramento, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2015.
- [65] Anthony L Rogers, John W Rogers, e James F Manwell. Comparison of the performance of four measure–correlate–predict algorithms. *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*, 93(3):243–264, 2005.
- [66] L Van der Auwera, F De Meyer, e LM Malet. The use of the weibull three-parameter model for estimating mean wind power densities. *Journal of Applied Meteorology*, 19(7):819–825, 1980.
- [67] CG Justus, WR Hargraves, Amir Mikhail, e Denise Graber. Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of applied meteorology*, 17(3):350–353, 1978.

- [68] Stanton E. Tuller e Arthur C. Brett. The goodness of fit of the weibull and rayleigh distributions to the distributions of observed wind speeds in a topographically diverse area. *Journal of Climatology*, 5(1):79–94, Janeiro 1985. URL: <http://doi.wiley.com/10.1002/joc.3370050107>, doi:10.1002/joc.3370050107.
- [69] P. Drobinski e C. Coulais. Is the Weibull distribution really suited for wind statistics modeling and wind power evaluation? Relatório técnico, Laboratoire de Metereologie Dynamique - Institut Pierre Simon Laplace, CNRS and Ecole Polytechnique, Palaiseau, France; CEA Saclay/DSM/IRAMIS/SPEC/SPHYNX, 91191 CEDEX Gif-sur-Yvette, France, 2012. URL: <http://arxiv.org/pdf/1211.3853.pdf>.
- [70] Fawzi AL Jowder. Wind power analysis and site matching of wind turbine generators in kingdom of bahrain. *Applied Energy*, 86(4):538–545, 2009.
- [71] SA Ahmed e HO Mahammed. A statistical analysis of wind power density based on the weibull and ralyeigh models of ‘penjwen region’sulaimani/iraq. *vol*, 6:135–140, 2012.
- [72] Rita Moreira. Avaliação do potencial eólico em regime de microgeração. página 109, 2010.
- [73] Matthew A. Lackner. *The Streamlined Site Assessment Methodology: A New Approach for Wind Energy Site Assessment*. ProQuest, 2008. URL: <https://books.google.com/books?id=yCDQzmzk2PoC&pgis=1>.
- [74] Erik Berge, Rolv E Bredesen, e Knut Mollestad. Combining WAsP with the WRF meso-scale model . Evaluation of wind resource asessment for three Norwegian wind farm areas . *Proceedings of EWEC*, 2007.
- [75] Carina C Soares, Guilherme O Chagas, e Ricardo André Guedes. Estimating Wind Resource Using Mesoscale Modeling. *Ewec 2011*, páginas 1–9, 2011.
- [76] Pedro a. Jiménez e Jimy Dudhia. On the ability of the WRF model to reproduce the surface wind direction over complex terrain. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 52(7):1610–1617, 2013. doi:10.1175/JAMC-D-12-0266.1.
- [77] David Carvalho, Alfredo Rocha, Moncho Gómez-Gesteira, e Carlos Santos. A sensitivity study of the WRF model in wind simulation for an area of high wind energy. *Environmental Modelling & Software*, 33:23–34, 2012. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364815212000382>, doi:10.1016/j.envsoft.2012.01.019.
- [78] J.C. Hansen, N.G. Mortensen, J. Badger, P. Hummelshøj, e N.E. Clausen. Opportunities for wind resource assessment using numerical and observational wind atlases: modelling, verification and. Shanghai, 2007.
- [79] David E. Weir. Utilizing WRF data in windsim for site assessment. 2011.
- [80] Jake Badger e Niels Gylling Mortensen. First Verified Numerical Wind Atlas for South Africa.
- [81] Nicolas Boccard. Capacity factor of wind power realized values vs. estimates. *Energy Policy*, 37(7):2679–2688, 2009. doi:10.1016/j.enpol.2009.02.046.
- [82] Maria Jorge Monteiro. Otimização da Gestão dos Consumos Energéticos em Instalações Industriais que Utilizam Sistemas de Comercialização de Eletricidade Baseados em Tarifas Dinâmicas., 2015.

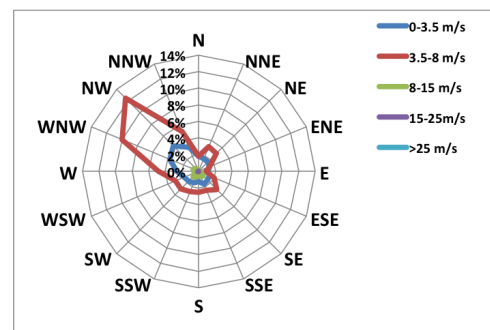
## Anexo A

## Anexo A

### A.1 Histogramas de Frequência de Vento

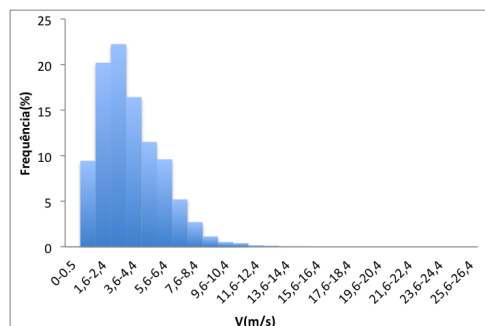


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 4.5 m/s; moda: 4 m/s.

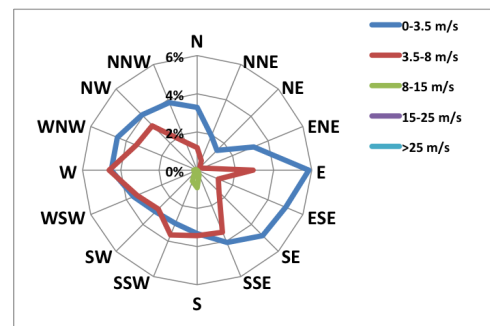


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.1: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Beja.

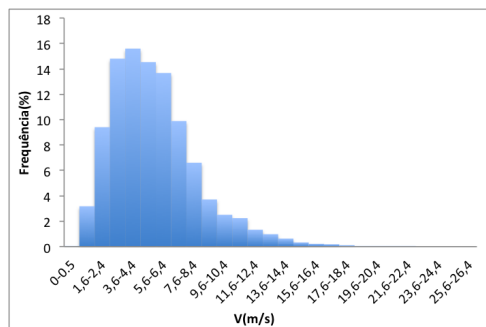


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 3.3 m/s; moda: 2.4 m/s.

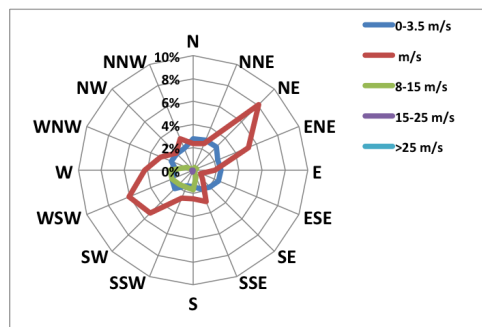


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.2: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Braga.

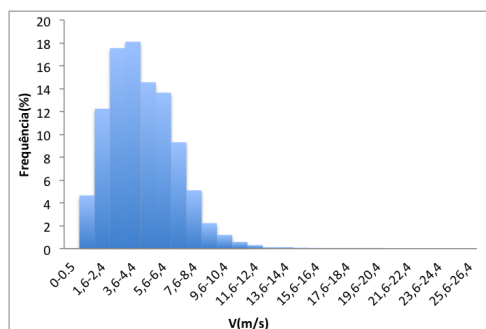


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 4.9 m/s; moda: 4.2 m/s.

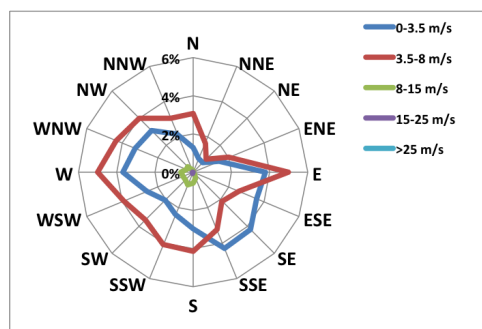


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.3: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Bragança.

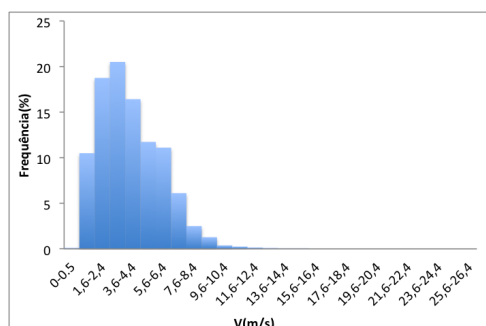


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 4.1 m/s; moda: 2.4 m/s.

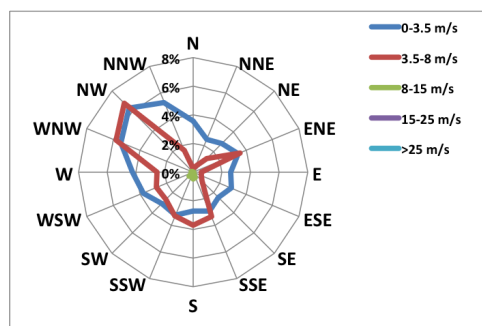


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.4: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Castelo Branco.

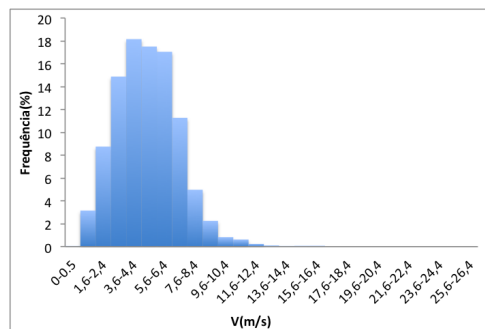


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 3.3 m/s; moda: 2.8 m/s.

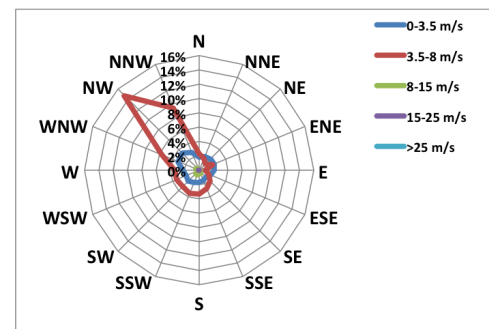


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.5: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Coimbra.

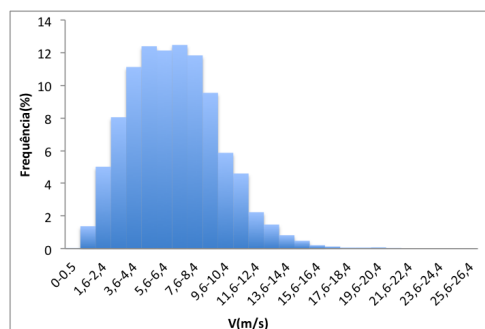


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 4.4 m/s; moda: 4 m/s.

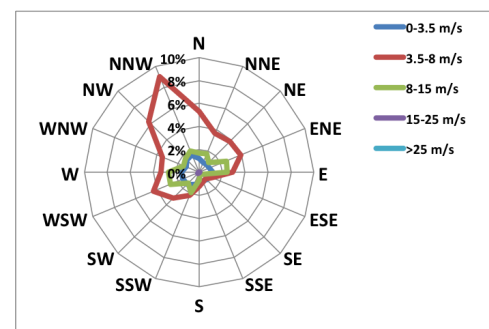


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.6: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Évora.

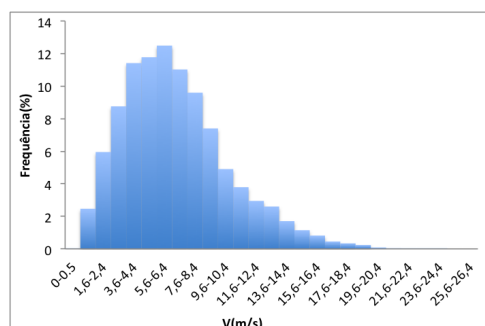


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 6.2 m/s; moda: 4.7 m/s.

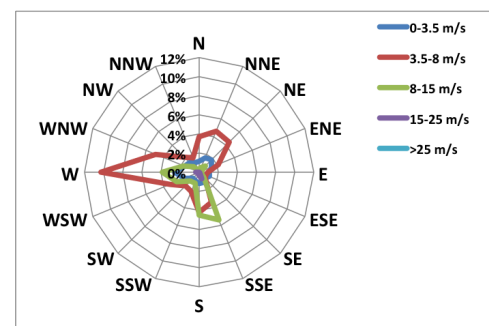


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.7: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Faro.



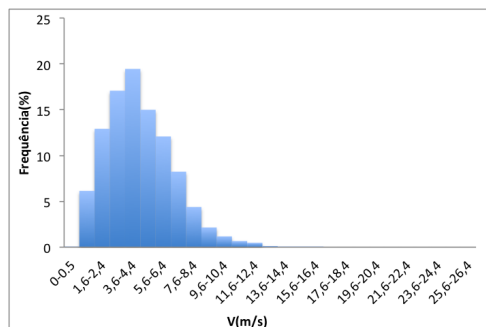
(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 6.3 m/s; moda: 4.8 m/s.



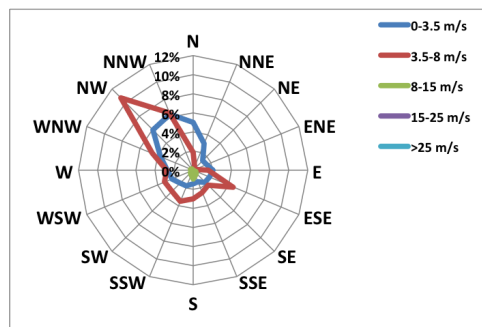
(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.8: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Guarda.



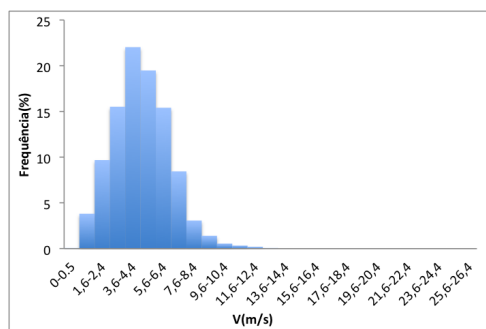


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 4.0 m/s; moda: 3.8 m/s.

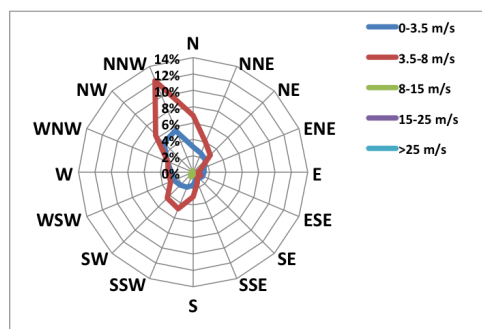


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.9: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Leiria.

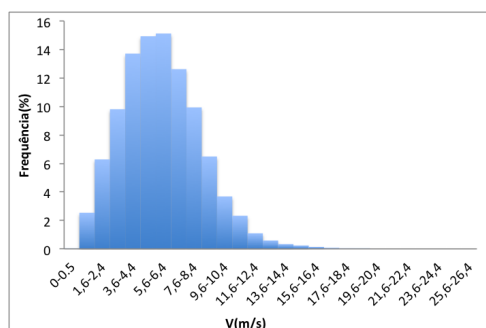


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 4.1 m/s; moda: 4.7 m/s.

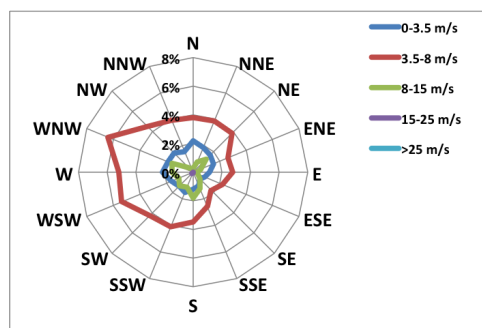


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.10: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Lisboa.



(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 5.4 m/s; moda: 4.4 m/s.



(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.11: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Portalegre.



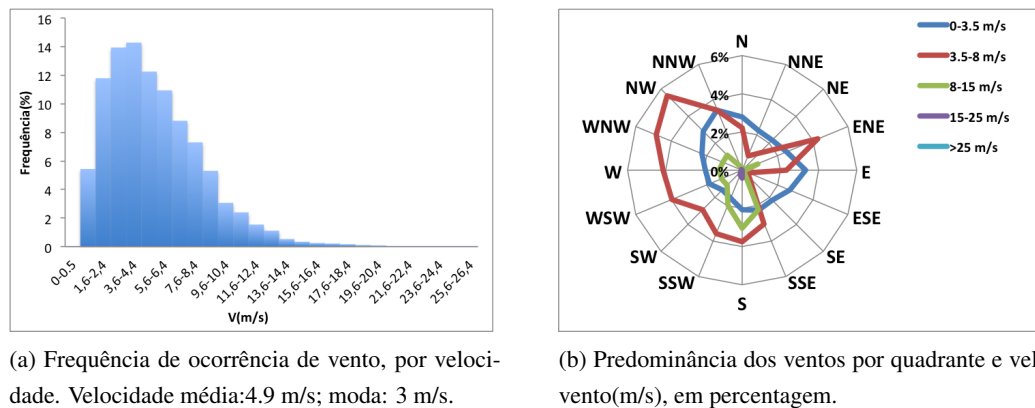


Figura A.12: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Cidade do Porto.

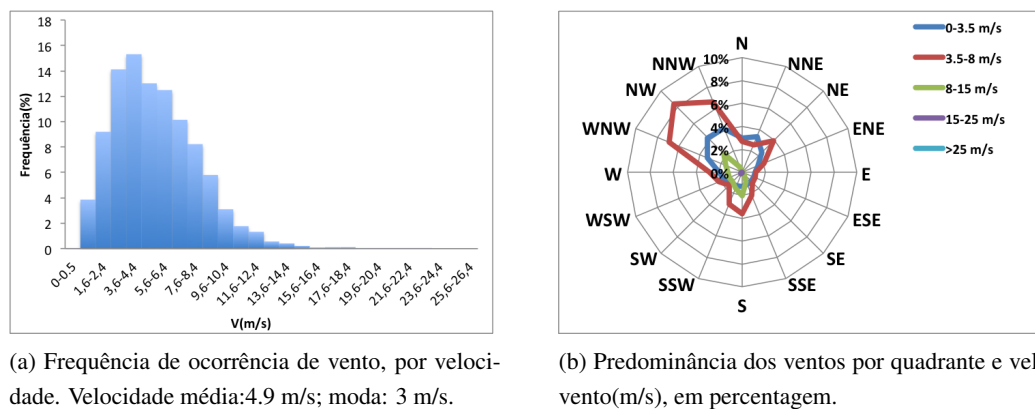


Figura A.13: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Santarém.

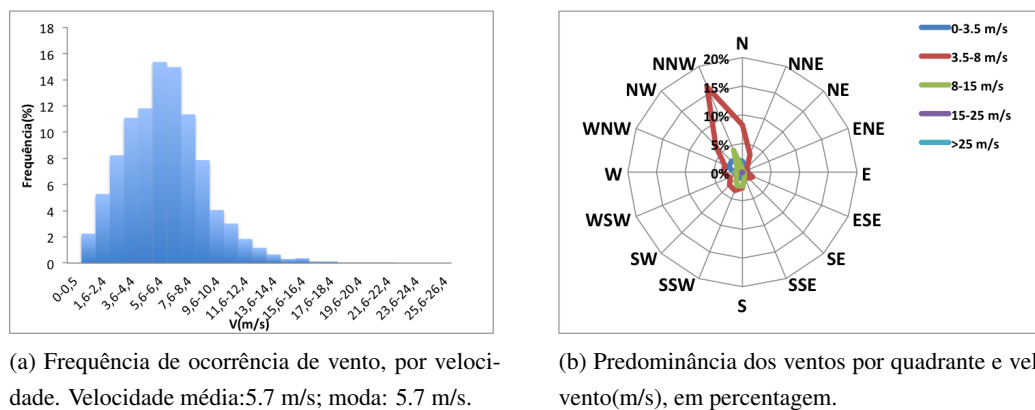
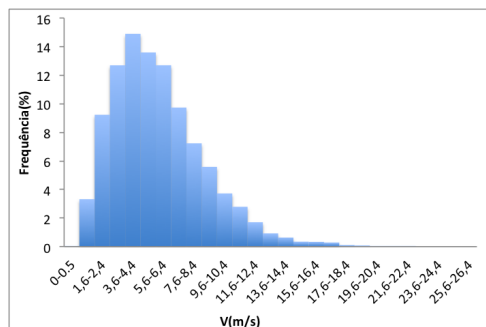
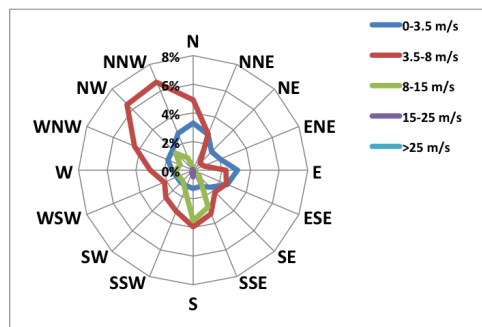


Figura A.14: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Setúbal.

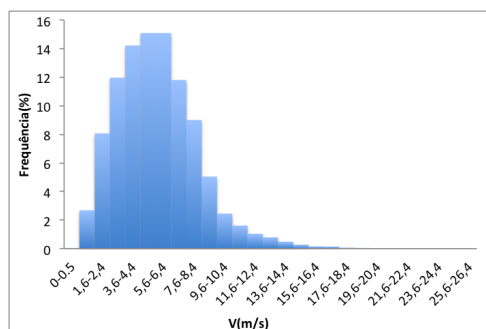


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 5.2 m/s; moda: 4 m/s.

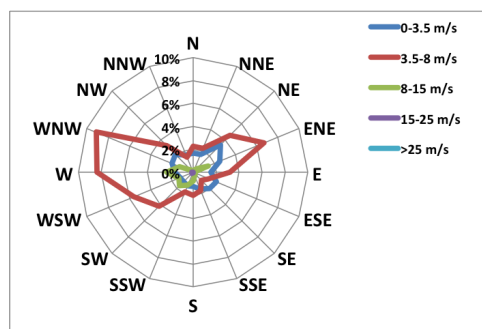


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.15: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Viana do Castelo.

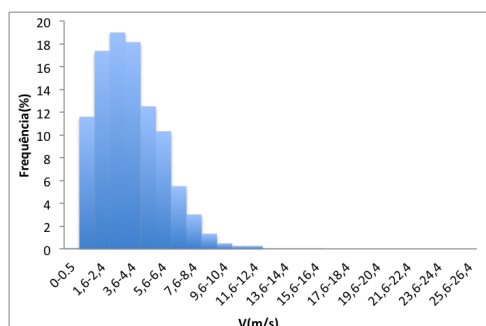


(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 5.1 m/s; moda: 4.3 m/s.

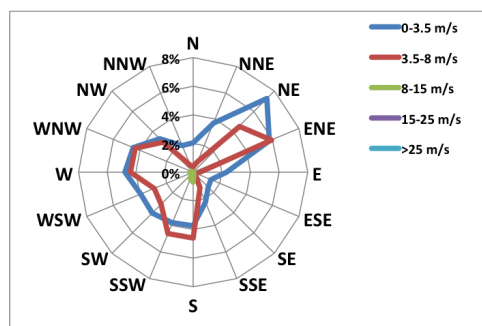


(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.16: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Vila Real.



(a) Frequência de ocorrência de vento, por velocidade. Velocidade média: 3.4 m/s; moda: 2.7 m/s.



(b) Predominância dos ventos por quadrante e velocidade (m/s), em percentagem.

Figura A.17: Histogramas de velocidade vento, para cubo do rotor posicionado a 36 m de altura. Viseu.

## **A.2 Resultados da Análise de Sensibilidades**

Os anexos relativos aos resultados obtidos através da análise de sensibilidades podem ser consultados em separata através do *weblink*: '<http://joaovidigalfernand.wix.com/dissertacao#!resultados/cjfi>'.